

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LENITA BODART GUIMARÃES CAETANO

**SIMULAÇÃO E CONTROLE DE MANOBRAS DE ILHAMENTO DE
UM AUTOPRODUTOR DE ENERGIA ELÉTRICA**

VITÓRIA
2018

LENITA BODART GUIMARÃES CAETANO

**SIMULAÇÃO E CONTROLE DE MANOBRAS DE ILHAMENTO DE
UM AUTOPRODUTOR DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin

VITÓRIA
2018

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Setorial Tecnológica,
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

C128s Caetano, Lenita B. G., 1992-
Simulação e controle de manobras de ilhamento de um
autoprodutor de energia elétrica / Lenita Bodart Guimarães
Caetano. – 2018.
103 f. : il.

Orientador: Jussara Farias Fardin.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.
1. Energia elétrica e calor - Cogeração. 2. Redes inteligentes
de energia. 3. Smart grids. 4. Sincronização. 5. Microrredes
(sistemas de energia elétrica). 6. Ilhamento (Geradores
distribuídos) I. Fardin, Jussara Farias. II. Universidade Federal
do Espírito Santo. Centro Tecnológico. III. Título

CDU: 621.3

LENITA BODART GUIMARÃES CAETANO

**SIMULAÇÃO E CONTROLE DE MANOBRAS DE ILHAMENTO DE
UM AUTOPRODUTOR DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 27 de Julho de 2018.

BANCA EXAMINADORA

Profa. Dra. Jussara Farias Fardin - Orientador
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Prof. Dr. José Leandro Felix Salles
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Prof. Dr. Flávio Barcelos Braz da Silva
Instituto Federal do Espírito Santo - IFES

Prof. Dr. Walbermark Marques dos Santos
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Dr. Valter Barbosa de Oliveira Junior
ArcelorMittal Tubarão

*“Que minha coragem seja maior que o meu medo e que minha força seja tão grande quanto
a minha fé.”*

(Autor Desconhecido)

À minha família

Agradecimentos

Primeiramente à Deus por me mostrar a cada dia que todos os dias que os desafios que a vida me dá só acontecem pois ele sabe o tamanho da minha força.

À minha família, Edvaldo, Márcia e Gustavo, por sempre acreditarem no meu potencial e pelo total apoio e incentivo ao estudo ao longo de toda a minha vida. Ao meu namorado Eduardo por compreender os momentos em que estive ausente para que pudesse me dedicar mais ao mestrado.

À minha orientadora Jussara Fardin e ao meu coorientador José Leandro Félix pela confiança, incentivo, ensinamentos, pelo tempo disponibilizado e principalmente pela paciência e atenção.

À ArcelorMittal Tubarão e ao engenheiro Sérgio Matos, por conceder dados reais para que esta pesquisa pudesse ser desenvolvida.

Aos meus colegas do laboratório LEPAC, principalmente Kesia, Luan, Odair, Daniel e Patrick, pelos auxílios durante a minha pesquisa e pelos momentos de descontração.

Aos demais professores do LEPAC e do PPGE pelo acolhimento na universidade durante o mestrado, sempre acreditando no meu potencial e permitindo o desenvolvimento das minhas habilidades.

À CAPES pelo apoio financeiro concedido durante o mestrado.

Resumo

O crescimento populacional, tecnológico e econômico faz com que haja um crescimento constante da utilização de energia elétrica, já que a vida moderna é dependente de energia. Visando maior autonomia das redes de energia, observa-se a necessidade da inclusão de novas fontes de energia acompanhada de sistemas de gerenciamento que garantam um fornecimento e um consumo de energia eficiente e confiável. Neste contexto, destaca-se o conceito de microrrede, que são redes constituídas por fontes geradoras de energia, cargas elétricas e elementos armazenadores que funcionam em paralelo com a rede principal estando aptas também a operarem no modo isolado (também chamado de ilhado). A operação correta de uma microrrede envolve o projeto e desenvolvimento de um sistema de controle capaz de corrigir erros na tensão e na frequência mantendo o sistema estável, seja em modo conectado ou ilhado.

Neste trabalho, a simulação da microrrede de uma usina siderúrgica e de seus controles é apresentado. O sistema elétrico que será avaliado é de uma central termoelétrica de uma usina siderúrgica, constituída basicamente por geradores síncronos acionados por turbinas a vapor, cargas do processo e os controles responsáveis por manter a operação estável. Estes controles são os controles de excitação, de carga e frequência (também chamado de controle suplementar) e de sincronismo. Esta usina, através de gases oriundos de processos siderúrgicos, é capaz de produzir toda a energia necessária para suprir sua demanda, sendo então autossuficiente em potência elétrica. Além disso, ela também está apta a operar isolada da rede elétrica da concessionária. Este sistema proposto será simulado usando o *software* PSCAD a fim de comprovar a eficiência dos controles de excitação, suplementar e sincronismo aplicados em uma microrrede frente às manobras operacionais praticadas atualmente na planta siderúrgica. Existem 10 manobras operacionais distintas que podem ser praticadas nesta planta, porém a mais crítica é a de ilhamento, ou seja, aquela que efetua o procedimento de desconexão do sistema com a rede da concessionária e mantém este sistema operando no modo ilhado ou isolado. Esta é a manobra que será avaliada neste trabalho, que apresentará propostas de melhorias para que esta manobra seja feita de forma mais eficiente.

As melhorias consistem em calcular o melhor valor de regulação *droop* dentro do controle de carga e frequência em cada gerador e um novo modelo de sistema de excitação para alguns geradores. Estes pontos propostos são importantes visto que a energia gerada passa a ser utilizada de forma mais eficiente dentro das diretrizes internas da usina e a significativa melhora

dos sinais de tensão e frequência, obtendo variações aceitáveis durante os transitórios analisados.

Abstract

The population growth, technological and economic causes that there is a constant growth of the use of electric energy, since modern life is dependent on energy. Aiming for bigger autonomy of the energy networks, it is necessary to include new sources of energy accompanied by management systems that guarantee an efficient and reliable supply and consumption of energy. In this context, the concept of microgrids, which are networks made up of energy-generating sources, electric charges and storage elements that work in parallel with the main grid and are also capable of operating in isolated (also called island) mode. Correct operation of a microgrid involves the design and development of a control system capable of correcting errors by keeping the system stable, either in connected or island mode.

In this work, the simulation of the microgrid and its controls is presented. The electrical system to be evaluated is a thermoelectric plant of a steel company, consisting basically of synchronous generators driven by steam turbines, process loads and controls responsible for maintaining stable operation. These controls are the excitation, load and frequency (also called supplementary control) and synchronism controls. This plant, through gases from steelmaking processes, is able to produce all the energy needed to supply their demand and is therefore self-sufficient in electrical power. In addition, it is also capable of operating isolated from the main grid. This proposed system will be simulated using the PSCAD software to prove the efficiency of the excitation, supplementary and synchronism controls applied in a microgrid front of the operational maneuvers currently practiced in the steel plant. There are 10 different operational maneuvers that can be practiced in this plant, but the most critical is that of islanding, that is, the one that performs the disconnection procedure of the system with the utility grid and maintains this system operating in islanded or isolated mode. This is the maneuver that will be evaluated in this work, which will present proposals for improvements so that this maneuver is done more efficiently.

Sumário

Lista de Figuras	xiii
Lista de Quadros.....	xv
Lista de Abreviações	16
Capítulo 1: Introdução.....	18
1.1 Estado da Arte	20
1.2 Objetivos do Trabalho	23
1.3 Organização do Trabalho.....	23
Capítulo 2: Microrredes - Conceitos	25
2.1 Estrutura Básica de Microrredes.....	26
2.2 Características das Microrredes	27
2.3 Estratégias de Controle	29
2.3.1 Controle descentralizado	29
2.3.2 Controle hierárquico	30
2.4 Estratégias de controle para a operação isolada	31
2.5 Considerações Finais	36
Capítulo 3: Modelagem dos Elementos da Microrrede	37
3.1 Gerador Síncrono.....	37
3.2 Sistemas de Excitação	40
3.2.1 Tipos de sistema de excitação	42
3.3 Turbinas e seus controles.....	43
3.3.1 Modelando uma Turbina a Vapor.....	45
3.3.2 Controle de uma Turbina a Vapor	47
3.3.3 Governador	47
3.3.4 Controle de Carga e Frequência	48
3.4 Considerações Finais	51
Capítulo 4: Desenvolvimento dos Modelos da Microrrede no PSCAD	52
4.1 Conceituação	52
4.2 Processo Siderúrgico	52
4.3 Apresentação da Planta.....	54

4.4 Geradores Síncronos.....	55
4.5 Transformadores	60
4.6 Cargas	61
4.7 Turbinas	61
4.8 Controles adotados	62
4.8.1 Sistema de Excitação	62
4.8.2 Governador	68
4.9 Sincronização.....	72
4.10 Central de Controle da Microrrede (CCMR).....	75
4.11 Definição dos Controladores	76
4.12 Considerações Finais	80
 Capítulo 5: Resultados e Análises.....	 82
5.1 Sugestão para o Controle de Excitação do Gerador	87
 Capítulo 6: Conclusão	 94
6.1 Trabalhos Futuros	95
 Referências Bibliográficas	 96

Lista de Figuras

Figura 1. Estrutura típica de uma microrrede.	27
Figura 2. Características das Microrredes.	29
Figura 3. Estrutura hierárquica de controle de microrredes.	30
Figura 4. Sistema elétrico de potência básico.	33
Figura 5. Fluxo de potência ativa por meio de controle de inclinação $P-\omega$	34
Figura 6. Fluxo de potência reativa por meio da reta $Q-V$	35
Figura 7. Vista Esquemática de um gerador síncrono monofásico com um enrolamento concentrado de dois polos.	38
Figura 8. Enrolamento de campo elementar de um rotor cilíndrico de dois polos.	39
Figura 9. Diagrama de bloco funcional do sistema de controle de excitação do gerador síncrono.	41
Figura 10. Esquemático de Turbinas a Vapor (a) com reaquecimento e (b) sem reaquecimento.	44
Figura 11. Esquemático do vaso de vapor.	45
Figura 12. Ação básica do governador.	48
Figura 13. Dinâmica do <i>Droop</i> para regulação isócrona.	49
Figura 14. Dinâmica da curva <i>Droop</i> para regulador com queda de velocidade.	50
Figura 15. Fluxograma reduzido de uma usina siderúrgica integrada.	53
Figura 16. Diagrama unifilar do sistema elétrico da microrrede no modo de operação isolada.	55
Figura 17. Tela de Configurações da Máquina Síncrona no PSCAD.	57
Figura 18. Tela de Dados Básicos da Máquina Síncrona no PSCAD.	57
Figura 19. Tela de Dados Gerais da Máquina Síncrona no PSCAD.	58
Figura 20. Curva ΩV e a construção do triângulo de Potier correspondente.	59
Figura 21. Primeira tela de configurações do transformador no PSCAD.	60
Figura 22. Segunda tela de configurações do transformador no PSCAD.	60
Figura 23. Diagrama de blocos do Sistema de Excitação.	62
Figura 24. Bloco do transdutor.	63
Figura 25. Sistema de Excitação tipo AC5A.	64
Figura 26. Bloco do Sistema de Excitação tipo AC5A no PSCAD.	66
Figura 27. Primeira tela de configuração do sistema AC5A no PSCAD.	67
Figura 28. Segunda tela de configuração do sistema AC5A no PSCAD.	67
Figura 29. Terceira tela de configuração do sistema AC5A no PSCAD.	67
Figura 30. Quarta tela de configuração do sistema AC5A no PSCAD.	67

Figura 31. Diagrama de blocos do Governador.....	68
Figura 32. Diagrama de blocos da Turbina a Vapor.....	68
Figura 33. Bloco do Governador e Turbina aplicados na simulação em PSCAD.....	69
Figura 34. Esquema de funcionamento do IED.....	73
Figura 35. IED para o sistema simulado em PSCAD.....	74
Figura 36. Correção do erro para controle de sincronização.....	75
Figura 37. Resposta do sinal de frequência da microrrede ao degrau unitário.....	77
Figura 38. Resposta normalizada ao degrau para o sinal de frequência.....	77
Figura 39. Curva típica de resposta ao degrau unitário definindo seus parâmetros.	78
Figura 40. Projeto do controlador.....	80
Figura 41. Resposta ao degrau unitário em malha fechada.	80
Figura 42. Comportamento da frequência.	83
Figura 43. Comportamento da tensão.....	84
Figura 44. Comportamento da fase no momento do sincronismo da rede com a microrrede. .	84
Figura 45. Comportamento da fase no momento em que a microrrede se isola novamente. ...	85
Figura 46. Diagrama de blocos do modelo para o sistema de excitação DC1A.....	88
Figura 47. Diagrama de blocos do sistema de excitação DC1A simplificado.	90
Figura 48. Comportamento tensão para a microrrede com o modelo do sistema de excitação DC1A.	90
Figura 49. Comportamento da frequência para a microrrede com o modelo do sistema de excitação DC1A.	91
Figura 50. Comportamento da fase para a microrrede, no momento do isolamento, com o modelo do sistema de excitação DC1A.	91
Figura 51. Comparação entre os sinais de tensão da microrrede utilizando o sistema de excitação atual e o DC1A durante a conexão da carga Sinterização.	92
Figura 52. Comparação entre os sinais de tensão da microrrede utilizando o sistema de excitação atual e o DC1A durante a desconexão da microrrede com a rede principal.	93

Lista de Quadros

Quadro 1. Dados dos geradores.....	56
Quadro 2. Perdas nos geradores síncronos da planta.....	57
Quadro 3. Dados dos transformadores entre geração e barramento.....	60
Quadro 4. Dados das cargas.....	61
Quadro 5. Dados da Turbina.....	62
Quadro 6. Parâmetros do Sistema de Excitação para os três primeiros GS.....	64
Quadro 7. Parâmetros do Sistema de Excitação do GS4.....	66
Quadro 8. Cálculo do <i>droop</i> de cada GS.....	72
Quadro 9. Critérios de sincronização.....	73
Quadro 10. Instante de conexão de cada componente da microrrede.....	82
Quadro 11. Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas.....	86
Quadro 12. Fatores de ponderação e Fator de Impacto Bae de acordo com a tensão nominal.....	87
Quadro 13. Parâmetros para o modelo simplificado DC1A.....	90

Lista de Abreviações

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CA – Corrente Alternada
CC – Corrente Contínua
Cca – Controle de Carga
CCMR – Central de Controle da Microrrede
CM – Controle da Microrrede
COG – Gás de Coqueria
CV – Válvula de Controle
Df – Detecção de Falta
DFIG – *Doubly-Fed Induction Generator*
Dfreq – Diferença de Frequência entre microrrede e rede
dp – *Droop*
Dph - Diferença de Fase entre microrrede e rede
Dv - Diferença de Tensão entre microrrede e rede
F – Frequência
FI – Fator de Impacto
fmr – Frequência da Microrrede
fn – Frequência Nominal
fr – Frequência da Rede
Freqoffset – Saída do Sistema de Controle de Sincronismo
G – Gerador
GD – Geração Distribuída
GS – Gerador Síncrono
HP – Alta Pressão
IED – *Intelligent Electronic Device*
IP – Pressão Intermediária
IV – Válvula de Intercepção
LP – Baixa Pressão
MF – Micro Fonte
MR – Microrrede
MSV – Válvula de Entrada Principal

PCC – *Point of Common Coupling*
PFV – Painei Fotovoltaiico
PI – Controlador Proporcional Integral
PID – Controlador Proporcional Integral e Derivativo
Pm – Potência Mecânica
PQ – Controle
PSS – *Power System Stabilizer*
RH – Reaquecedor
SEB – Sistema Elétrico Brasileiro
SEP – Sistema Elétrico de Potência
SGD – Sistema de Gerenciamento de Distribuição
SIN – Sistema Interligado Nacional
SMA – Sistema Multiagentes
Tm – Torque Mecânico
Vmr – Tensão da Microrrede
Vr – Tensão da Rede
VSI – *Virtual Source Inverter*
VTCD – Tensão de Curta Duração

Capítulo 1: Introdução

Atualmente 64% da matriz de energia elétrica brasileira é constituída por fontes hídricas tornando essa matriz muito dependente deste tipo de geração. As variações climáticas, como escassez de chuva, têm grande influência sobre este tipo de fonte de geração, atingindo de forma significativa o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) (MME, 2016), acarretando, entre outras consequências, o aumento de tarifas de energia, como vem acontecendo nos últimos anos.

Uma forma de diminuir os impactos causados pelas variações climáticas no custo da energia elétrica é a geração independente de energia onde o produtor é capaz de operar conectado ou não ao SEB. Aqueles que nunca se conectam ao SEB são chamados de sistemas *off grid*, e aqueles que se conectam são chamados de *on grid* (Villalva, 2015). No entanto, estes podem eventualmente serem desconectados do SEB sob determinadas condições de operação, como quando ocorre uma falta na rede, tornando-se um sistema operando no modo ilhado. Porém, por motivos de segurança e cumprimentos de restrições de controle e proteção do sistema de distribuição, essas manobras autônomas de ilhamento e ressyncronismo não são permitidas sem a autorização da ANEEL (Prodinst, 2012).

Com o crescimento da geração independente e distribuída, aparece o conceito de microrredes. Microrredes são redes de distribuição formadas por uma ou mais fontes de geração de energia, dispositivos armazenadores de energia e cargas elétricas e que estão aptas a operarem interconectadas ao sistema de distribuição principal ou isoladas deste intencionalmente (Lasseter, 2002). A formação de uma microrrede, torna-se atrativa devido ao seu potencial de redução dos impactos ambientais e aumento da confiabilidade na operação, planejamento e expansão do sistema (Lopes, 2005).

Uma grande preocupação de qualquer sistema elétrico que pretende continuar em operação após isolar-se da rede elétrica principal deve ser o balanço entre a potência gerada e a consumida dentro do sistema agora isolado. Ou seja, a potência gerada deve ser consumida pelas cargas do processo para que o balanço de potência seja satisfeito. Durante a concepção da ilha, os geradores devem balancear a potência gerada entre as cargas, suprimindo assim toda a demanda de forma eficiente (Lopes, 2005). A operação eficiente do sistema no modo de operação ilhado depende da aquisição de dados de operação como, por exemplo, a potência



disponível em cada gerador ou a quantidade mínima necessária para manter cada gerador em operação, sem haver rejeição de cargas, dentro do possível.

Neste trabalho será apresentada uma microrrede de energia elétrica, localizada numa usina siderúrgica, capaz de gerar a energia necessária para suprir sua própria demanda de produção e comercializar o excedente com a concessionária local. Esta microrrede é composta por turbinas a vapor, geradores síncronos e cargas. De acordo com Borges (2016), esta microrrede é classificada como uma microrrede industrial e também caracteriza um autoprodutor de energia. Baseado nisto, neste trabalho o termo microrrede também representa um autoprodutor de energia.

Segundo Rampazzo (2010) e Roubach (2008), a configuração elétrica desta microrrede é de dupla barra em alta tensão. Para se ter maior flexibilidade operacional e disponibilidade do sistema, este apresenta 10 modos de operação que são determinados a partir de diferentes estados dos disjuntores permitindo o controle de fluxo de potência nos diversos pontos de interligação.

O modo operacional que será analisado é modo de operação isolado. Este modo ocorre quando existe algum distúrbio na rede principal à qual a microrrede está conectada e automaticamente o sistema de proteção abre os disjuntores de interligação de barras, ficando boa parte das cargas, as principais para o processo, sendo alimentadas pela geração interna dos 4 geradores síncronos (Rampazzo, 2010).

Para que este autoprodutor opere de forma eficiente, tanto em relação à estabilidade da microrrede quanto no atendimento às cargas, é preciso que seus geradores síncronos possuam controles de excitação e regulação de velocidade. Além disso, de acordo com (Prodist, 2012), quanto à relação da microrrede com a rede da concessionária, é preciso garantir valores estáveis e limitados de tensão, frequência e fase.

Os controles de excitação e de regulação de velocidade são de extrema importância, visto que são eles atuam para garantir a correta operação dos geradores síncronos, principalmente enquanto o sistema estiver operando em modo isolado. O sistema de excitação tem como principal função manter a tensão terminal dos geradores dentro dos limites específicos, regulando a geração de potência ativa e reativa entre as máquinas e suavizando as oscilações do rotor da máquina quando ocorrer perturbações no sistema (Costa, 2000). Já o regulador de velocidade, também chamado de governador, atua monitorando a velocidade do eixo turbina-gerador e controlar o torque mecânico da turbina de forma que a potência elétrica gerada se adapte às variações de carga do sistema (Costa, 2000; Lima, 2013).

Outro controle que trabalha em conjunto com o governador é o controle suplementar de carga e frequência. Este controle é responsável por restabelecer a frequência ao seu valor nominal, já que normalmente a atuação do governador ocasiona desvios de frequência.

Quando o sistema se encontra isolado, ou seja, não há um referencial de tensão e frequência, serão os controles descritos anteriormente que atuam mantendo o balanço energético dentro dos limites de funcionamento estável. Para que a microrrede possa ser novamente conectada à rede elétrica da concessionária, é necessário o desenvolvimento de estratégias de controle que mantenham os valores de tensão, fase e frequência dentro das faixas permitidas para este modo de operação.

É proposto nessa dissertação a modelagem do sistema elétrico da usina siderúrgica inserindo os controles citados para que, durante o ilhamento e a manobra de reconexão com a rede principal seja possível a verificação de seu desempenho. A análise de desempenho da microrrede permite propor mudanças nos parâmetros de operação da microrrede para que opere de forma mais eficiente. Resultados parciais obtidos durante a pesquisa foram publicados nos anais dos eventos: Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI 2017) e no *10th Seminar on Power Electronic and Control* (SEPOC 2017).

1.1 Estado da Arte

Segundo Bouzid et al. (2015) o estado da arte de microrrede de energia, baseando-se em energia renovável, é apresentado sua estratégia hierárquica de controle com seus objetivos e suas aplicações. Seu estudo abrange uma rede com inúmeras fontes renováveis conectadas. É visto que com a inserção dessas novas fontes o sistema elétrico apresenta inúmeras vantagens, como exemplo a redução da utilização de fontes poluentes, a energia fóssil, e obtenção de sistemas mais inteligentes e flexíveis, por conta de seus elementos internos como armazenadores e conversores eletrônicos.

Bouzid et al. (2015) enfatiza em seu estudo a necessidade de inversores para converter a energia gerada em corrente contínua para alternada, obtendo o mesmo padrão de energia adotado mundialmente. Portanto, foram apresentadas as características e diferenças entre os controles dos inversores necessários para a formação, suporte e alimentação da rede. Cada controle apresenta uma característica como, agilidade ao restaurar os valores nominais de frequência e tensão da microrrede, desempenho do sistema e estabilidade da rede perante a transitórios oriundos de manobras e eliminação de harmônicos do sistema da microrrede. Bouzid (2015) conclui o seu estudo mostrando a vantagem da utilização destes inversores em

microrrede de diversas fontes, enfatizando a redução de perdas de conversão, aumento de eficiência do sistema e a minimização do problema de sincronização.

Visando estudos das manobras operacionais de microrredes de energia elétrica, Silva (2014) apresenta a modelagem e a simulação de uma desta, a fim de verificar seu desempenho quando conectada à rede, durante o ilhamento e na sincronização e reconexão com o sistema. A microrrede proposta em seu estudo abrange diversos tipos de elementos, como gerador fotovoltaico e eólico e elementos armazenadores de energia. Muitos destes elementos trabalham em corrente contínua, enquanto o padrão adotado de energia entregue para utilização é corrente alternada. Dessa forma, foi necessário apresentar um controle baseado em inversores de frequência (o VSI, ou *Voltage Source Inverter*), de forma que a conversão de energia trabalhe em conjunto com os outros controles esperados de uma microrrede, como sincronismo, controle de fluxo de potência e melhoria em seu desempenho. Foram apresentadas simulações que comprovam as estratégias de controle utilizadas oferecendo estabilidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica para as cargas conectadas nesta microrrede durante todas as manobras citadas.

Rese (2012) e Ahmed (2015) apresentam em seus estudos as vantagens e a melhoria promissora do sistema elétrico com a utilização de microrrede de energia. Ahmed (2015) realizou uma revisão bibliográfica abrangente da literatura sobre os principais problemas atuais nas estratégias de controle da operação da microrrede em modo isolado. Além disso, são apresentados os principais métodos típicos de controle, como controle P-Q e controle *droop*. Foram introduzidas questões chaves, como operação isolada e desbalanço de tensão em microrrede de energia elétrica, e desafios técnicos encontrados atualmente neste tema. Em especial, o desempenho da estabilidade da microrrede perante a transitórios, como entradas de cargas e reconexão com a rede principal.

Rese (2012) abordou problemas de modelagem, análise de estabilidade e controle das microrrede de energia elétrica. Com isso, o autor propôs uma metodologia para obtenção de um modelo linearizado de microrrede considerando os modelos dinâmicos da rede elétrica, de alguns tipos de cargas e inversores de fonte de tensão com seus respectivos filtros de saída e controladores. Para validação do desempenho das metodologias propostas, Rese (2012) ainda apresenta a aplicação em uma microrrede-teste de forma a comprovar os resultados esperados.

Como Ahmed (2015) e Rese (2012), o trabalho de Palizban (2013), apresenta os principais controles adotados em microrrede, porém focado no modo de operação isolada. Foram descritas as estratégias de controle adotadas para cada nível da hierarquia, de forma que

ao final fosse possível modelar uma planta no *software* PSCAD e EMTDC. A simulação consiste em uma microrrede isolada no momento da desconexão com a rede principal. Esta microrrede é composta por baterias, conversores bidirecionais e turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos como geradores de energia. Como controles adotados, destaca-se o controle da turbina eólica, na qual utiliza geradores de energia por indução (DFIG). O DFIG possui um conversor do lado do rotor e um do lado da rede, que controla a potência ativa e reativa, mantendo a tensão contínua da ligação CC. O controlador do conversor do lado do rotor possui quatro controladores PI internos. Os dois primeiros controladores PI gerenciam a potência ativa e reativa, enquanto os outros dois controlam a corrente no eixo d e q. No modo ilhado os bancos de baterias é o equipamento responsável pela armazenagem de energia. Palizban (2013) conclui então que a hierarquia de controle é muito importante para uma operação estável do sistema. Além de que, em conjunto com as fontes utilizadas, as baterias ofereceram um papel importante durante o ilhamento, demonstrando que o sistema não poderia ser considerado autônomo sem um sistema de armazenamento.

Minh (2017) e Shuai (2016) focaram seus estudos de microrrede em controles do tipo *droop*, que é o método a ser apresentado nesta dissertação. Minh (2017) propôs um controlador adaptativo do tipo *droop* usando a compensação de falta conexão por quedas de tensão através de impedância da linha. Esta comunicação é usada visando facilitar o ajuste do controlador para a mudança de carga, garantindo o compartilhamento de energia reativa, mesmo que a conexão seja interrompida se a carga não for alterada durante o período analisado. Caso a carga seja alterada, o compartilhamento é reduzido, porém o método proposto apresenta melhora significativa comparado ao método convencional. Minh (2017) simulou uma microrrede com dois inversores paralelos com diferentes cargas locais dentro da microrrede. Através desta simulação, Minh (2017) demonstrou que o controlador proposto é tolerante às interrupções, ou seja, mesmo durante operação ilhada, é ainda melhor que o controlador convencional.

Shuai (2016) apresenta a análise do impacto da impedância de linha na precisão do compartilhamento de carga. Ele propõe para uma microrrede de alta tensão um controle robusto com base na detecção do sinal no lado de alta tensão do transformador no ponto de acoplamento. Cabe ressaltar que para uma microrrede de alta tensão, a impedância equivalente do transformador de acoplamento que conecta o gerador distribuído com a rede geralmente é um fator dominante. Através de simulações nos softwares PSCAD e EMTDC, Shuai (2016) demonstrou que, comparado ao método de controle convencional, o método de controle *droop*

proposto detecta o sinal de tensão do transformador de acoplamento e mitiga significativamente o impacto da impedância de linha de compartilhamento de carga.

1.2 Objetivos do Trabalho

O objetivo dessa dissertação de Mestrado é modelar e avaliar o desempenho de uma microrrede localizada numa Usina Siderúrgica alocada no Espírito Santo, considerando os modos de operação conectada ou não à rede da concessionária de energia elétrica local.

Será analisado através de simulações computacionais no *software* PSCAD o comportamento do sistema com entradas e saídas de cargas e gerações enquanto o sistema se comportar como uma microrrede ilhada. Ao final, será proposta uma melhoria na estratégia de controle dos geradores para uma melhor eficiência no controle de cargas enquanto tem-se uma melhor estabilidade do sistema.

Os objetivos deste trabalho são os seguintes:

- Desenvolver um modelo computacional da microrrede no PSCAD que permita avaliar o desempenho da microrrede operando e o sincronismo com a rede principal da concessionária de energia elétrica.
- Analisar os parâmetros adotados atualmente nas configurações dos controles de excitação e outros, e sugerir possíveis alterações.
- Simular e implementar controles responsáveis por sincronizar a microrrede com a rede principal da concessionária de energia.
- Validar a modelagem proposta através de simulações no *software* PSCAD, comparando os resultados obtidos utilizando os parâmetros atuais da planta, com os parâmetros a serem sugeridos como melhoria.

1.3 Organização do Trabalho

Esta dissertação está dividida em 6 capítulos, conforme segue:

- Capítulo 1: É o capítulo introdutório contendo contextualização do problema, os objetivos desta dissertação e os trabalhos relacionados as técnicas e elementos aqui abordados, como microrredes, geração distribuída, sistema de sincronismo e controle de carga e frequência.
- Capítulo 2: Contém os conceitos fundamentais de microrrede e sua estrutura, servindo de embasamento teórico para o desenvolvimento desta dissertação.



- Capítulo 3: Contém os principais elementos presentes na microrrede a ser estudada nessa dissertação, de forma a demonstrar a modelagem de cada um.
- Capítulo 4: Neste capítulo contém os elementos mostrados no capítulo 3 desenvolvidos no *software* PSCAD dando seguimento aos passos para o desenvolvimento da simulação.
- Capítulo 5: Contém os resultados da simulação com a microrrede modelada no capítulo 4 para os modos operacionais mais críticos. Neste capítulo também são discutidos todos os resultados de forma a demonstrar melhorias a serem feitas no sistema.
- Capítulo 6: Este capítulo é dedicado às conclusões e contribuições desta dissertação, além das sugestões para os trabalhos futuros.

Capítulo 2: Microrredes - Conceitos

Neste capítulo, é apresentada, de forma breve, uma revisão bibliográfica dos conceitos fundamentais que abrangem uma microrrede. Serão abordadas a estrutura de uma microrrede, os modos de operação e as estratégias de controle.

A microrrede é considerada um conjunto de unidades geradoras de energia elétrica e cargas elétricas, que trabalham de forma coordenada para que possam ser tratadas pela rede principal como um gerador ou uma carga controlável (Lasseter et al., 2002; Bouzid et al., 2015; Silva, 2014; Rizo, 2012).

A utilização das microrredes trazem consigo diversas vantagens, entre elas é possível destacar:

- Beneficiamento dos consumidores, pois as microrredes podem ser projetadas especificamente para a demanda necessária do usuário, tendo uma geração independente da rede elétrica da concessionária e, em muitas situações, garantindo um fornecimento ininterrupto de energia.
- Melhoria na confiabilidade local, reduzindo perdas na alimentação e propiciando apoio de potência reativa local.
- Coordenação entre Gerações Distribuídas (GD), de forma que a geração e as cargas são vistas como um subsistema, comportando-se como uma única unidade controlada.
- Possibilidade da operação desconectada da rede elétrica principal, operando em modo isolado.

Dessa forma, as microrredes possuem a característica de atuarem em paralelo com a rede principal. Esse fato se torna importante, pois uma vez que a rede principal apresente alguma contingência, as microrredes podem trabalhar de forma autônoma (isolada), se desconectando do restante da rede. Esta operação autônoma conta com a capacidade de rejeição de cargas caso a geração interna não seja suficiente para suprir sua demanda. Quando os serviços da rede retomarem seus parâmetros ideais, ou seja, dentro dos limites operacionais de fase, frequência e tensão; a microrrede pode mudar seu modo de operação sincronizando-se com a rede principal intencionalmente e retornando ao seu estado inicial. Portanto, microrredes são sistemas autônomos capazes de absorver ou consumir potência, além de formar sub-redes ilhadas e geração distribuída (Silva, 2014; Cho, 2012).



2.1 Estrutura Básica de Microrredes

As redes de energia elétrica atuais possuem como restrição física de operação a manutenção de uma distribuição, onde o gerador é conectado a muitos consumidores. Além disso, são apresentados também geradores com alta capacidade de geração situados em regiões distantes dos centros de consumo e fornecendo fluxo de potência unidirecional (Sioshansi, 2012; Bento, 2013). Assim, essas redes de transmissão de energia de grande porte transportam eletricidade por longas distâncias, dos geradores às cargas. Mais próximo às cargas, as redes de distribuição desempenham o papel de conectar estas cargas às redes de transmissão de longa distância (Toledo, 2012).

Esses sistemas de energia são projetados de tal forma que o pico de carregamento de energia, ou seja, a carga máxima suportada pelo sistema em um determinado horário, possa ser atendido por fontes já existentes. Contudo, com o crescimento da demanda, o atendimento a esses picos tem levado os sistemas aos seus limites operacionais, aumentando sua vulnerabilidade quanto à estabilidade no fornecimento de energia (Marinho, 2012; Azevedo, 2012).

Para atender a esse aumento de demanda cada vez mais expressivo, as redes de energia elétrica tradicionais têm sido gradualmente modificadas pela instalação de diversos geradores de pequena escala próximos aos consumidores. Consequentemente, os conceitos de Microrrede (MR) e Geração Distribuída (GD) voltam a atrair a atenção de pesquisadores, operadores de redes elétricas e da indústria, para obtenção de eletricidade de forma autônoma, com baixa emissão de poluentes e ainda compatível com a rede elétrica tradicional (Turkson, 2001; Silva, 2011; Miranda, 2013; MCTI, 2015).

Adicionalmente, uma MR consiste basicamente em um agrupamento de unidades de GD e cargas que estão conectadas à rede elétrica principal em um único ponto, o *Point of Common Coupling* (PCC), por meio de um elemento de chaveamento. O PCC possibilita a interação da microrrede com o Sistema Elétrico de Potência (SEP), facilitando a importação/exportação de energia quando for necessário (Pereira, 2017). Dessa forma, uma microrrede pode ser vista como um conjunto de elementos, formados por fontes geradoras de energia elétrica, chamadas de microfontes, cargas, dispositivos armazenadores de energia e elementos de controle e supervisão (Rese, 2012; Silva, 2014).

Para obter todos os benefícios provenientes da utilização das MRs é importante garantir a integração de seus elementos básicos com a rede principal, contribuindo para a eficiência operacional do sistema. Para isso, pode-se prever uma arquitetura de controle de hierarquia de



sistema, chamado de controle centralizado, onde são definidos três níveis críticos de controle, o nível dos Controles Locais, o nível da Central de Controle da Microrrede (CCMR) e por fim, o Sistema de Gerenciamento de Distribuição (SGD) (Lopes, 2006; Silva, 2014; Hatziargyriou, 2006).

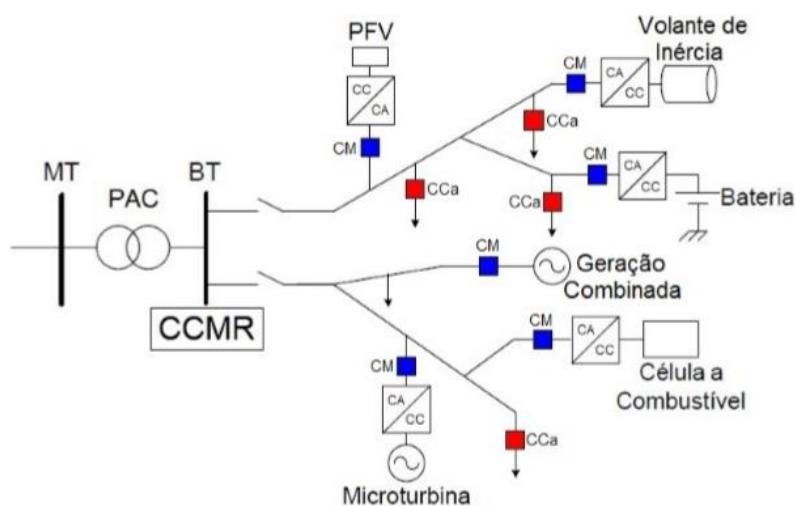
Os Controles Locais são subdivididos em Controle da Microfonte (CM) e Controle de Carga (CCa). O CM propicia flexibilidade na operação da microrrede, utilizando sinais locais de tensão, frequência e injeções de potência com variáveis de realimentação. Já o CCa, é responsável por controlar as cargas instaladas, de modo a tomar decisões sobre quais cargas serão rejeitadas, caso a geração não supra a demanda solicitada pelas cargas.

A CCMR inclui inúmeras funções, como gerenciamento econômico e controles de funcionalidades. Ela também é responsável por monitorar os fluxos de potência ativa e reativa dos elementos da microrrede.

Em paralelo, o SGD é o nível mais alto da hierarquia de controle, podendo estar interligado com mais de uma CCMR. Este é o nível que permite que uma microrrede possa isolar-se do sistema principal.

Estes níveis do controle centralizado podem ser observados na Figura 1.

Figura 1. Estrutura típica de uma microrrede.



Fonte: Silva (2014)

2.2 Características das Microrredes

Além de atenuar o carregamento das linhas de transmissão, com a instalação da geração de energia próxima às cargas (reduzindo os fluxos de potência), o uso das microrredes também pode minimizar o impacto de possíveis contingências. Assim, a característica de maior

importância das MRs é que, ainda que estejam inicialmente conectadas ao SEP, formado por grandes unidades de geração, elas podem atuar de modo a se isolarem rapidamente, funcionando no modo ilhado, ou seja, desconectadas do sistema principal, em caso de avarias na rede a montante ou mesmo de opção operacional (Marinho, 2011; Miranda, 2013).

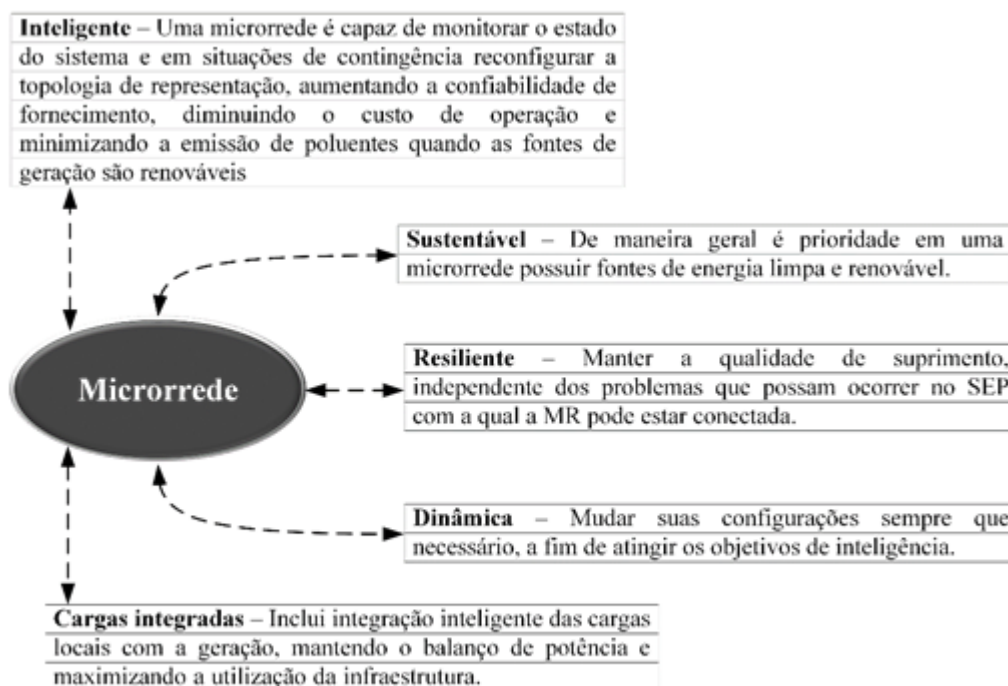
Em síntese, o estado de uma microrrede pode ser dividida em três modos de operação: conectada à rede, ilhamento e sincronização/reconexão.

No modo de operação conectada à rede elétrica, a microrrede pode absorver ou fornecer potência, de acordo com o balanço interno de cargas e geração. Neste estado, geralmente, as microfontes são controladas para injetar potência ativa e reativa. Porém, em alguns casos específicos, algumas microfontes podem também operar regulando sua tensão terminal ou regulando o fluxo de potência em determinados ramos da rede (Rese, 2012; Silva, 2014).

Por motivos de manutenção na rede, faltas elétricas ou por qualidade insatisfatória da energia, a microrrede tem a capacidade de se desconectar da rede, entrando em modo ilhado. Esta desconexão é proveniente tanto por algum problema na rede quanto por motivos intencionais. Porém, segundo Prodist (2012), não é permitido a operação autônoma de uma microrrede por motivos de segurança e para cumprir com as restrições de controle e proteção do sistema de distribuição. Para que uma microrrede possa operar isolada é necessário que ela possua autorização do órgão regulamentador.

Com a retomada do serviço da rede principal, inicia-se o processo de sincronização, onde é extremamente necessário para a estabilidade do sistema atender os quesitos de sincronismo antes da reconexão. Dessa forma, a diferença entre os níveis de tensão, frequência e fase entre a rede e a microrrede devem ser mínimos. Este sincronismo pode ser feito de forma manual, onde o operador monitora o sincronismo com o auxílio de medidores, ou de forma automática, onde o sistema de controle verifica os defasamentos e ajusta as referências de tensão, fase e frequência da microrrede até que os limites sejam satisfatórios para a reconexão (Silva, 2014).

Com base nesses fundamentos apresentados sobre as MRs, a Figura 2 destaca 4 características básicas que definem a microrrede.

Figura 2. Características das Microrredes.

Fonte: O autor

2.3 Estratégias de Controle

Decidir como será a operação de uma microrrede é um passo importante para uma operação estruturada. Isso proporciona um correto balanceamento de potência do sistema, entre carga e geração (Rese, 2012).

Destacam-se duas propostas de controle na literatura:

- Controle totalmente descentralizado (Cai, 2010; Babazadeh, 2011);
- Controle hierárquico (Guerrero, 2010; Mohamed, 2011; Bidram, 2012).

2.3.1 Controle descentralizado

Também chamado de controle distribuído, de acordo com sua filosofia, os controladores de microfontes possuem função principal no sistema de uma microrrede de energia elétrica. Tem-se como objetivo a competição entre os geradores visando maximização da geração, atendimento da demanda e, dependendo dos casos, comercializar energia com a rede principal local (Rese, 2012). Esta estratégia de controle pode ser fundamentada na utilização do método de sistemas multiagentes.

O Sistema Multiagentes (SMA), possui vários agentes que são caracterizados por trabalharem, por exemplo, com autonomia, pró-atividade, sociabilidade, reatividade e



comunicação, sendo capaz de adquirir experiências e conhecimentos acerca do ambiente em que está inserido, ou seja, ser hábil para aprender a tomar decisões a partir de situações diversas (Nascimento, 2014; Trajillo, 2010). Aplicado ao controle de microrrede visa solucionar problemas operacionais tais como (Tsikalakis, 2005):

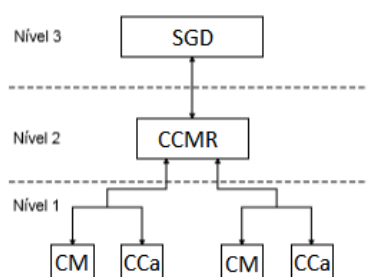
- Existe a possibilidade de suas microfontes vinculadas a uma MR sejam pertencentes a proprietários diferentes, o que leva a tomadas de decisões locais, fator desfavorável na utilização de uma estrutura de controle centralizada;
- Quando a microrrede participa do mercado de energia, é necessário que cada controlador de fonte tenha um grau de inteligência suficiente para a tomada de decisões locais;
- As microfontes, inseridas dentro de uma microrrede de energia elétrica, também possuem o papel na produção de calor para instalações locais e suporte de tensão para cargas críticas em momentos de falha na rede principal.

Em um sistema totalmente descentralizado não é necessária a interação entre geração e operador no âmbito do envio da programação de geração de cada microfonte, visto que os únicos limites entre importação e exportação de energia são fornecidos pelas restrições técnicas da instalação do sistema. Além disso, o SMA responsável pelo controle da microrrede precisa de somente um agente extra, o qual é responsável pela supervisão operacional. Este agente tem como funcionalidade capturar as propostas de preço das microfontes e os fluxos de potência na rede. Para o mercado de energia, este agente tem como papel a contabilização final das transações de cada produtor e consumidor (Rese, 2012).

2.3.2 Controle hierárquico

Também conhecido como controle centralizado, sua estrutura é composta basicamente de três níveis, nomeados como primário, secundário e terciário. Estes níveis podem ser vistos na Figura 3.

Figura 3. Estrutura hierárquica de controle de microrredes.



Fonte: Rese (2012), modificado pelo autor



O nível primário mantém a tensão e a frequência estabilizadas na microrrede após a formação de ilha, visto que neste momento operacional a microrrede não possui referências de barramento principal podendo perder a estabilidade devido ao desbalanço entre energia consumida e gerada do sistema (Bidram, 2012). Este nível tem função de controle local, na qual é efetuado o controle de cada microfonte. Ele utiliza sinais locais de tensão, frequência e injeção de potência como variáveis de realimentação. Quando utilizado no modo operacional conectado, tem função de controle dos níveis de injeção de potência ativa e reativa de acordo com o determinado pela Central de Controle da Microrrede. Em operação isolada possui autonomia para promover a eficiência local das injeções de potência ativa e reativa da microfonte e também proporcionar seguimento da carga rapidamente.

Adicionalmente, o nível primário conta com o controle de carga, na qual é instalado em conjunto com as cargas controláveis. Sua função é proporcionar controle de carga de acordo com os comandos enviados pela Central de Controle da Microrrede ou com finalidade desligamento de cargas, quando necessário (Borges, 2016; Guerrero, 2010).

Já o nível secundário tem função de compensar os desvios de frequência e tensão ocasionados pelo controle de nível primário. Este tem função monitorar fluxos de potência e os parâmetros de tensão, frequência e fase para verificação dos momentos em que é possível a transição entre modo de operação isolado e conectado. É neste nível que se encontra a Central de Controle da Microrrede (Hatziaargyriou, 2006; Bidram, 2012).

Por fim, o nível terciário, o mais alto da hierarquia, realiza a administração do fluxo de potência da microrrede com a rede principal, proporcionando melhoria econômica. Este nível pode estar ligado com mais de uma central de controle de microrrede, ou seja, é possível se obter o gerenciamento de várias microrredes simultaneamente. Este nível de controle permite a operação autônoma ou não da microrrede levando-se em consideração valores tarifários da rede principal e potência gerada na microrrede, a fim de comercializar a energia excedente (Tsikalakis, 2005; Palizban, 2013).

2.4 Estratégias de controle para a operação isolada

Segundo o glossário da referência ANEEL (2017), microrrede é uma rede de distribuição de energia elétrica com a capacidade de operar em modo isolado do sistema de distribuição principal, sendo atendida diretamente pela demanda de sua própria unidade geradora. Além disso, já foi apresentado que quando se torna necessário, uma microrrede pode se reconectar com o sistema de energia principal.



No modo de operação interligada, a rede principal fornece um referencial de tensão e frequência. A MR pode fornecer ou absorver potência da rede de acordo com o balanço interno de carga e geração, permitindo a regulação dos níveis de injeção de potência ativa e reativa na rede (Rese, 2012; Silva, 2014).

O modo de operação isolada também é denominado ilhada. Nele não há referencial de tensão e frequência, como ocorre no modo interligado. Neste caso, a microrrede deve possuir um controle na qual seja capaz de regular seus parâmetros de tensão e frequência para que o sistema consiga operar de forma eficiente sem que sejam descumpridos limites operacionais. Este controle pode ser feito por inversores de frequência, por exemplo, ou por meio da utilização de máquinas rotativas, a tomada de decisão irá depender do modo de operação e do tipo de microfonte utilizada.

O controle por meio de inversores é aplicado quando uma microrrede é composta por muitas fontes que geram energia em Corrente Contínua (CC), na qual torna-se necessário o uso de inversores para transformar a CC em Corrente Alternada (CA) com frequência e amplitude definidas pelo controle de chaveamento do inversor (Silva, 2011; Silva, 2014).

Dentro do controle por meio de inversores existe ainda dois tipos a serem considerados, o Controle de Potência Ativa e Reativa (PQ) e o *Voltage Source Inverter* (VSI). No tipo controle PQ, o inversor recebe sinais de referência da central de controle da microrrede ou de malhas de controle locais para o controle de potência ativa e reativa. Para o VSI, o inversor atende a carga a uma frequência e tensão pré-definidas. Quando há variação na demanda de carga, a potência ativa e reativa entregue pelo inversor serão ajustadas automaticamente garantido a tensão e a frequência do sistema (Silva, 2011; Silva, 2014).

O controle por máquinas rotativas irá depender das cargas das fontes geradoras e de sua capacidade de geração. Podem ser utilizados três controles: potência constante, velocidade constante e curvas frequência/tensão (Barsali, 2002; Silva, 2011; Silva, 2014).

A técnica de controle de potência constante é utilizada quando a máquina opera em paralelo com a rede principal sem haver obrigação de regulação de tensão e frequência. A energia gerada irá depender das condições de carga ou de razões econômicas. Neste último caso, a máquina irá operar em sua maior parte do tempo em potência máxima (Barsali, 2002, Silva, 2011).

A técnica de velocidade constante pode ser utilizada quando se quer atender uma carga local, como em unidades de apoio, por exemplo. Esta técnica permite que a potência de saída se adapte em função da variação de carga, fazendo com que a frequência permaneça constante.

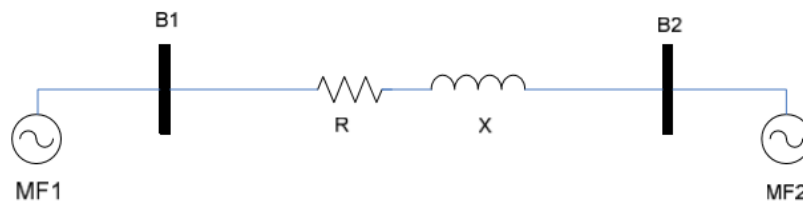


Porém, utilizando esta técnica, somente uma única máquina pode ser conectada à rede (Silva, 2014).

O controle que utiliza as curvas de frequência e tensão, também denominado de controle *droop*, pode se conectar duas ou mais fontes geradoras. Nesta técnica, a frequência e a tensão de saída depende da variação de carga de acordo com a curva característica. Dessa forma, o fluxo de potência entre as fontes pode ser controlado baseado no princípio de controle da curva de frequência e tensão. Como em uma microrrede há mais de uma fonte geradora e estas estão conectadas em paralelo, dividindo potência entre si e suas respectivas cargas, a técnica de controle utilizada para as máquinas rotativas é feita por meio das curvas de frequência/tensão (Silva, 2014, Carletti, 2015).

Para analisar melhor esta técnica de controle, Silva (2011) considera o sistema elétrico de potência apresentado na Figura 4, o qual possui duas fontes geradoras em paralelo e, entre elas, uma linha com suas respectivas características de impedância. As Equações (2.1) e (2.2) expressam a potência ativa e reativa, respectivamente. Nestas equações, V_1 e V_2 são os módulos da tensão nos barramentos B1 e B2 respectivamente. O ângulo δ é a diferença de fase de V_1 e V_2 .

Figura 4. Sistema elétrico de potência básico.



Fonte: Silva (2011)

$$P_{12} = \frac{V_1}{R^2 + X^2} [R(V_1 - V_2 \cos \delta) + XV_2 \sin \delta] \quad (2.1)$$

$$Q_{12} = \frac{V_1}{R^2 + X^2} [-RV_2 \sin \delta + X(V_1 - V_2 \cos \delta)] \quad (2.2)$$

Para uma linha predominantemente indutiva a resistência R pode ser desprezada, sendo assim:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \text{ e } Q_{12} = \frac{V_1}{X} (V_1 - V_2 \cos \delta) \quad (2.3)$$

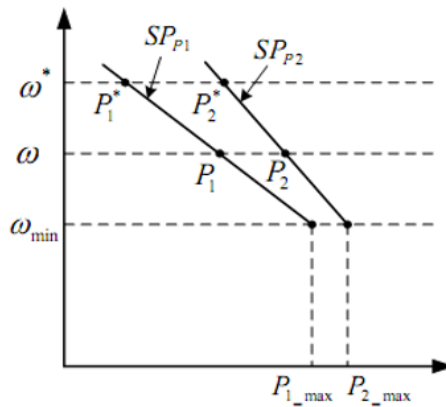
Tradicionalmente, o ângulo δ é muito pequeno, o que permite considerar que $\text{sen}\delta = \delta$ e $\text{cos}\delta = 1$. Dessa forma, a Equação 2.3 pode ser reescrita como:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X} \delta \text{ e } Q_{12} = \frac{V_1}{X} (V_1 - V_2) \quad (2.4)$$

Nota-se que a potência ativa é proporcional à diferença do ângulo de fase δ e a potência reativa é proporcional à diferença dos módulos de tensão dos barramentos B1 e B2 ($V_1 - V_2$). Portanto, a potência ativa em cada fonte geradora pode ser controlada pela variação de sua frequência de saída, mudando então o ângulo de fase. Já a potência reativa, será controlada pela alteração dos módulos de tensão em cada fonte geradora. O controle de potência é feito pelas curvas de potência ativa versus frequência ($P \times \omega$) e potência reativa versus tensão ($Q-V$) (Silva, 2011).

As características $P \times \omega$ para duas microfones (MFs) podem ser vistas na Figura 5. Em geral, as inclinações podem ser gerenciadas de modo a garantir que cada fonte geradora supra potência ativa proporcionalmente à sua capacidade de geração, conforme representam as (2.5) e (2.6) (Li, 2009).

Figura 5. Fluxo de potência ativa por meio de controle de inclinação $P-\omega$.



Fonte: Silva (2011)

$$\omega = \omega^* - SP_{P_i} (P_i^* - P_i) \quad (2.5)$$

$$SP_{P_i} = \frac{\omega^* - \omega_{\min}}{P_i^* - P_{i_max}} \quad (2.6)$$

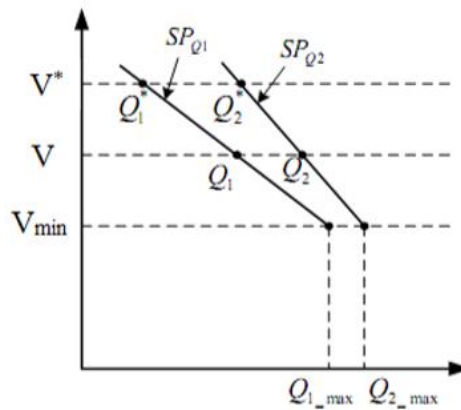
Analisando o fluxo de potência ativa na Figura 5, tem-se que P_i representa a potência ativa atual da *iésima* microfonte, P_{i_max} e ω_{\min} são, respectivamente, a potência ativa máxima

de saída da fonte i e a mínima frequência de operação permitida. Já P_i^* e ω^* são a potência ativa que será entregue e a frequência de operação da microfrente i no ponto de acoplamento comum para a microrrede operando no modo conectado. SP_{P_i} sempre será menor do que zero, visto que representa a inclinação da reta $P \times \omega$.

Cada microfrente recebe um sinal de referência para gerar uma potência (P_i^*) na frequência (ω^*) quando o modo de operação é normal, ou seja, conectado à rede. Porém, quando a microrrede se encontra no modo ilhado, a potência ativa de cada MF geradora será alterada de acordo com a reta $P - \omega$, atendendo então todas as cargas críticas da microrrede. Este controle permite que as MFs geradoras possam suprir as cargas da microrrede de acordo com suas capacidades nominais, garantindo assim maior confiança no abastecimento de energia elétrica (Li, 2009; Silva, 2011).

A análise do fluxo de potência reativa é feita de forma análoga da potência ativa. Porém, nesta situação, a potência reativa se correlaciona com a tensão (V). O controle da potência reativa na microrrede irá depender das características da reta $Q \times V$, que está apresentada na Figura 6 e as expressões matemáticas da reta estão nas Equações (2.7) e (2.8) (Silva, 2011).

Figura 6. Fluxo de potência reativa por meio da reta Q - V .



Fonte: Silva (2011)

$$V_i = V^* - SP_{Q_i}(Q_i^* - Q_i) \quad (2.7)$$

$$SP_{Q_i} = \frac{V^* - V_{min}}{Q_i^* - Q_{i_max}} \quad (2.8)$$

2.5 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os principais conceitos de uma microrrede, e foram descritas as suas vantagens quanto a inserção desta estrutura nos sistemas de energia. Mostrou-se que uma microrrede possui uma estrutura na qual cada nível engloba determinados elementos com suas funções e controles distintos.

Ao final do capítulo foram apresentadas as principais estratégias de controle para a operação isolada com destaque para o controle que será estudado nesta dissertação, o controle *droop*.

O próximo capítulo apresentará os principais elementos da microrrede proposta nesta dissertação: gerador síncrono, turbina a vapor e seus controles. Será analisada a modelagem do gerador síncrono e da turbina a vapor, visto que estes são os elementos responsáveis pela conversão do calor dos gases siderúrgicos em energia elétrica, evidenciando suas Equações. Além disso, serão apresentadas as principais características dos sistemas de controle empregados, destacando suas vantagens e responsabilidades para o bom funcionamento da microrrede nos modos operacionais aqui estudados.

Capítulo 3: Modelagem dos Elementos da Microrrede

Como visto no capítulo anterior, uma estrutura de microrrede pode existir inúmeros elementos, sejam eles de geração, como placas fotovoltaicas ou turbinas eólicas, armazenadores, como baterias, e cargas, como motores ou eletrodomésticos de uma residência.

Para que seja possível a modelagem e análises das manobras operacionais da microrrede da usina siderúrgica abordada nesta dissertação, é necessário apresentar seus elementos. Os principais elementos desta microrrede são: geradores síncronos e turbinas a vapor. Além disso, os sistemas de controle relacionados a estes principais elementos (sistema de excitação, governador, controle de carga e frequência e controle suplementar) também serão apresentados, visto que são de suma importância para o bom funcionamento da microrrede.

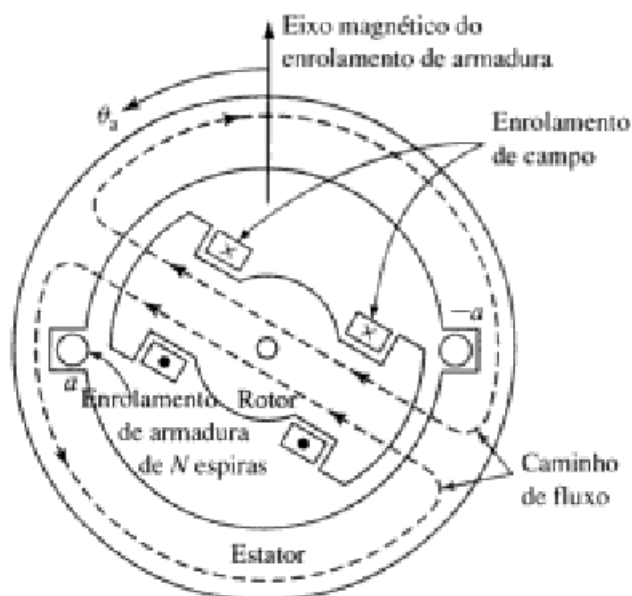
3.1 Gerador Síncrono

Segundo Fitzgerald (2006), uma máquina síncrona, em condições de regime permanente, é uma máquina CA cuja velocidade é proporcional à frequência da corrente de sua armadura. O rotor e o campo magnético criado pela corrente CC do rotor, giram na mesma velocidade ou em sincronismo com o campo magnético girante produzido pelas correntes de armadura, resultando em um conjugado constante.

A máquina síncrona é composta pelo enrolamento de armadura localizado no estator, e o enrolamento de campo no rotor. O enrolamento de campo é excitado por uma corrente contínua que é conduzida por meio de escovas estacionárias de carvão que fazem contato com anéis coletores.

É mostrado na Figura 7 uma vista esquemática de um gerador síncrono. O enrolamento de armadura consiste aqui em uma única bobina de N espiras, que se encontra alojada em ranhuras estreitas, diametralmente opostas, localizadas na periferia interna do estator. Os condutores que formam os lados das bobinas são paralelos ao eixo da máquina e são ligados em série por terminais de conexão. O rotor é acionado a velocidade constante a partir de uma fonte de potência mecânica conectada ao seu eixo. Considera-se que o enrolamento de armadura esteja em circuito aberto e, portanto, o fluxo será produzido apenas pelo enrolamento de campo. O caminho deste fluxo pode ser observado na Figura 7 através das linhas tracejadas.

Figura 7. Vista Esquemática de um gerador síncrono monofásico com um enrolamento concentrado de dois polos.



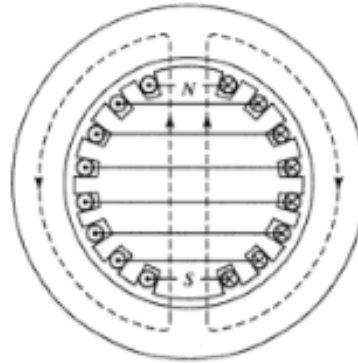
Fonte: Fitzgerald (2006)

À medida que o rotor da máquina gira, o fluxo concatenado com o enrolamento de armadura varia no tempo. Considerando uma distribuição senoidal da densidade do fluxo e sabendo que a velocidade do rotor é constante, a tensão resultante na bobina será senoidal no tempo. A tensão na bobina passa por um ciclo completo a cada revolução do rotor da máquina apresentada na Figura 7. Sua frequência em ciclos por segundo (Hz) é a mesma que a velocidade do rotor em rotações por segundo, ou seja, a frequência elétrica da tensão gerada está sincronizada com a velocidade mecânica.

As máquinas síncronas podem ser apresentadas com rotor de polos lisos ou salientes. A Figura 7 representa uma máquina de polos salientes, a Figura 8 apresenta uma máquina de polos lisos ou de rotor cilíndrico.

Na máquina de polos salientes, o rotor do motor síncrono compreende o eixo, roda polar e polos. As bobinas de campo são feitas de fios de cobre esmaltados ou barras de cobre planas. Depois de bobinados e impregnados, os polos são fixos ao eixo ou à roda polar. Já na máquina de polos lisos, o enrolamento de campo é um enrolamento distribuído de dois polos; os lados da bobina estão distribuídos em múltiplas ranhuras ao longo da periferia do rotor e posicionados de modo tal que uma distribuição aproximadamente senoidal de fluxo radial, no entreferro, seja produzida (Araujo, 2011; Fitzgerald, 2006).

Figura 8. Enrolamento de campo elementar de um rotor cilíndrico de dois polos.



Fonte: Fitzgerald (2006)

Para maiores informações e deduções matemáticas da modelagem do Gerador síncrono, recomenda-se ao leitor as referências Fitzgerald (2006), Jordão (1980) e Kundur (1994).

O gerador síncrono também pode se diferenciar quanto a seu modelo, sendo a máquina representada tanto pelas suas fem (força eletromotriz) transitória ou subtransitória em série com suas reatâncias apropriadas (Carletti, 2015). As equações diferenciais (3.1), (3.2), (3.3) e (3.4) abaixo quantificam a forma com que o fluxo de armadura gradualmente se infiltra no rotor durante uma falta e atinge as forças eletromotrizes.

$$T''_{d0} \dot{E}''_q = E'_q - E''_q + I_d(X'_d - X''_d) \quad (3.1)$$

$$T''_{q0} \dot{E}''_q = E'_d - E''_d + I_q(X'_q - X''_q) \quad (3.2)$$

$$T'_{d0} \dot{E}''_q = E_f - E'_q + I_d(X_d - X'_d) \quad (3.3)$$

$$T'_{q0} \dot{E}'_d = -E'_d - I_q(X_q - X'_q) \quad (3.4)$$

Sendo,

T'_{d0} e T'_{q0} são as constantes de tempo transitórias tanto do eixo d quanto do eixo q da máquina síncrona;

T''_{d0} e T''_{q0} são as constantes de tempo subtransitórias tanto do eixo d quanto do eixo q da máquina síncrona;

E'_q e E'_d representam, as fem transitórias do eixo d e do eixo q respectivamente;

E''_q e E''_d representam, as fem subtransitórias do eixo d e do eixo q respectivamente;

E_f é a tensão de excitação da máquina;

X_d e X_q são as reatâncias de eixo d e q ;

X'_d e X''_d são as reatâncias de eixo direto transitórias e subtransitórias, respectivamente;

X'_q e X''_q são as reatâncias de eixo de quadratura transitórias e subtransitórias, respectivamente;

I_d e I_q são as correntes do rotor da máquina representadas nos eixos direto e quadratura, respectivamente.

Observa-se que estas Equações possuem similaridade estrutural. No lado esquerdo está presente a derivada no tempo da fem multiplicada pela constante de tempo relativa à mesma enquanto o lado direito representa o circuito equivalente da armadura nos eixos d e q , com as resistências desprezadas. Essas Equações permitem o desenvolvimento de cinco modelos do gerador com complexidade e finalidade diferentes. A cada modelo atribui-se uma ordem, que varia de 2^a a 6^a, que indica o número de equações diferenciais que compõem o modelo. Quanto maior sua ordem, maior seu grau de complexidade (Carletti, 2015).

3.2 Sistemas de Excitação

O controle de excitação é responsável por alimentar com corrente contínua o enrolamento de campo do gerador síncrono e estabelecer funções de controle e de proteção de importantes para o comportamento adequado do sistema de energia ao controlar a alimentação CC do campo da máquina (Carletti, 2015; Padiyar, 2008).

As funções de controle incluem o controle de tensão e do fluxo de potência reativa da máquina, além da melhoria da estabilidade do sistema. As funções de proteção garantem que os limites de capacidade da máquina síncrona do sistema de excitação não sejam excedidos (Kundur, 1994).

Para o gerador, o requisito básico é que o sistema de excitação deve suprir e ajustar automaticamente a alimentação de campo do gerador síncrono para manter a tensão terminal, fazendo com que a máquina opere dentro dos limites de sua capacidade mesmo sob condições transitórias de operação.

Para o sistema de potência no qual o gerador está inserido, o sistema de excitação deve contribuir para o controle efetivo da manutenção do nível de tensão mantendo a estabilidade do sistema. É preciso capacidade de responder rapidamente aos distúrbios de transiente de forma a melhorar a estabilidade durante estas perturbações.

Para cumprir satisfatoriamente os papéis descritos, o sistema de excitação deve atender aos seguintes requisitos (Kundur, 1994):

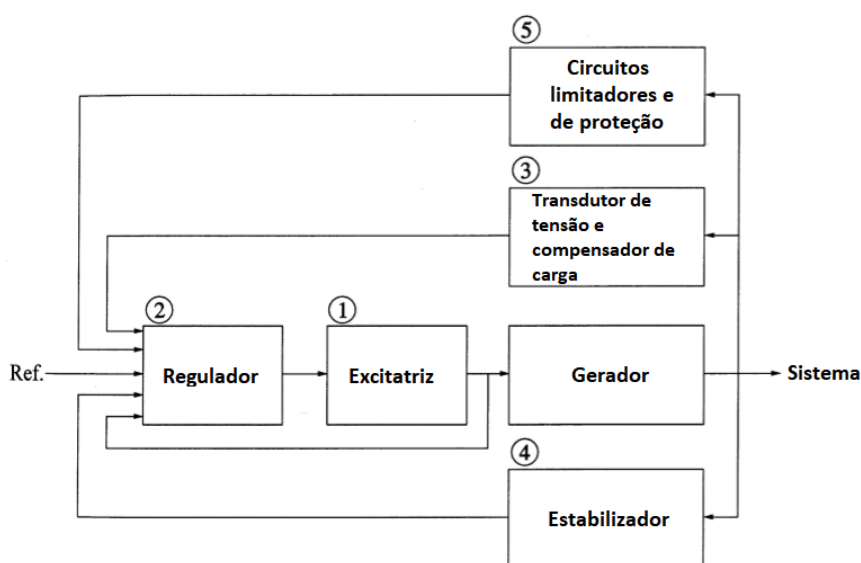
- Atender aos critérios de resposta especificados;



- Fornecer funções limitadoras e de proteção conforme requeridas evitando danos ao próprio sistema de excitação, ao gerador e aos outros equipamentos;
- Fornecer aos requisitos especificados para operação flexível, atendendo entrada e saídas de cargas do mesmo sistema;
- Atender aos requisitos de confiabilidade e disponibilidade, incorporando o nível necessário de redundância, detecção de falta interna e capacidade de isolamento.

Na Figura 9 é apresentado um diagrama de blocos típico do controle do sistema de excitação para um gerador síncrono de grande porte.

Figura 9. Diagrama de bloco funcional do sistema de controle de excitação do gerador síncrono.



Fonte: Kundur (1994)

O bloco 1, chamado de excitatriz, tem a função de prover tensão contínua para a alimentação do enrolamento de campo da máquina síncrona, constituindo o estágio de potência do sistema de excitação.

O regulador, bloco 2, processa e amplifica o sinal de entrada a níveis apropriados para o controle do excitador. Isto inclui tanto as funções regulação e estabilização do sistema, como realimentação e compensação atraso-avanço.

O bloco 3 representa o transdutor de tensão terminal e compensador de carga. O sensor de tensão terminal do gerador, a retificação, a filtragem dos valores CC e a comparação dos valores medidos com a referência fazem parte deste estágio. Além disso, compensação de carga pode ser utilizada se for necessária a manutenção de uma tensão constante em algum ponto eletricamente remoto dos terminais da máquina.

O estabilizador do sistema de energia está representado pelo bloco 4. Este bloco tem como função gerar um sinal adicional de entrada no regulador para amortecer possíveis oscilações no sistema. Alguns sinais típicos de entrada neste bloco são a variação de velocidade, potência de aceleração e variação de frequência.

Finalmente, o bloco 5 representa as funções de limitação e proteção do sistema de excitação. Isso inclui um vasto conjunto de funções de controle e proteção que garantem que os limites operacionais do gerador e do próprio excitador não sejam superados. Algumas das funções mais comuns incluem a limitação da corrente de campo, limite máximo de excitação e limitador de tensão terminal, por exemplo.

3.2.1 Tipos de sistema de excitação

Existem vários tipos de sistemas de excitação, diferenciando-se no número de componentes e no princípio de funcionamento. Em geral, eles podem ser classificados como sistemas de excitação rotativos e sistemas de excitação estáticos (Kundur, 1994; Lima, 2013; Simões, 2000).

- Sistema tipo rotativo

Nos sistemas rotativos a corrente contínua do enrolamento de campo é suprida utilizando um gerador de corrente contínua, ou uma máquina de corrente alternada com retificadores. Este grupo se subdivide então em sistemas de excitação CC e sistemas de excitação CA.

Nos sistemas com gerador de corrente contínua, a conexão é realizada através de anéis coletores e escovas, sendo que o gerador de CC pode ser do tipo auto-excitado ou com excitação independente, dependendo se a máquina for de pequeno ou de grande porte, respectivamente.

Nos sistemas com gerador de corrente alternada e retificador, também chamado de *Brushless*, é utilizado um gerador de corrente alternada, chamado de excitatriz principal, como fonte de alimentação do enrolamento de campo do gerador síncrono. O enrolamento de campo desta excitatriz é alimentado por corrente contínua e fica localizado no estator, enquanto o enrolamento de armadura, de corrente alternada, está no rotor. A corrente alternada produzida neste enrolamento é retificada por um retificador composto por diodos dispostos diretamente sobre o rotor, de forma a alimentar o enrolamento de campo do gerador principal sem a necessidade de anéis e escovas, diferente do sistema com gerador CC.

- Sistema tipo estático

Neste grupo todos os componentes principais são estáticos. A alimentação de campo do gerador síncrono é realizada diretamente por retificadores estáticos controlados, que são



alimentados pelos terminais do gerador ou pelo barramento auxiliar da usina. São utilizados anéis coletores para a alimentação de campo do gerador através dos retificadores estáticos.

O IEEE, visando padronizar a modelagem dos sistemas e excitação utilizados no estudo de estabilidade de sistemas, desenvolveu a norma descrita em IEEE Std 421.5 (2006). No documento consta uma série de modelos de sistemas de excitação com diferentes funções e características. Para o sistema de excitação tipo CC, o IEEE apresenta os tipos DC1A, DC2A, DC3A e DC4B. Para os sistemas de excitação CA, apresentam-se os tipos AC1A, AC2A, AC3A, AC4A, AC5A, AC6A, AC7B e AC8B. Já para os sistemas estáticos os tipos são ST1A, ST2A, ST3A, ST4B, ST5B, ST6B e ST7B.

3.3 Turbinas e seus controles

Os geradores síncronos são movidos por uma máquina primária na qual, normalmente, é representada por uma turbina, seja ela a vapor, a gás ou hidráulica. Como este trabalho trata-se de turbina a vapor, esta será aqui apresentada.

As turbinas a vapor fornecem os principais meios para a conversão de energia térmica contida no sistema a vapor para a energia mecânica no eixo da turbina (Wiley, 2017). Tida como uma das melhores opções para a produção de trabalho mecânico, a ausência de pistões e motores de combustão interna nas turbinas a vapor diminui os problemas de balanceamento e lubrificação, aumentando sua confiabilidade (Campos, 2006).

A filosofia de funcionamento deste tipo de turbina é converter a energia do vapor superaquecido em movimento mecânico. Como as condições do vapor (pressão e temperatura) são normalmente constantes para uma turbina, a potência fornecida pela mesma varia praticamente linear com a vazão do vapor.

Os componentes básicos da turbina a vapor são os bocais ou expansores e as rodas de palhetas (rotor). O vapor é obrigado a escoar nos expansores, que são pequenos orifícios, onde a parte da entalpia do vapor é convertida em energia cinética. O vapor então adquire uma alta velocidade e é direcionado para um rotor, fazendo-o girar. Este rotor adquire energia cinética e a transfere para a carga mecânica acoplada. O vapor é admitido na turbina via válvula de controle, a altas temperatura e pressão. Na saída, este vapor é então entregue ao condensador, a baixa pressão e baixa temperatura (Campos, 2006; Simões, 2000).

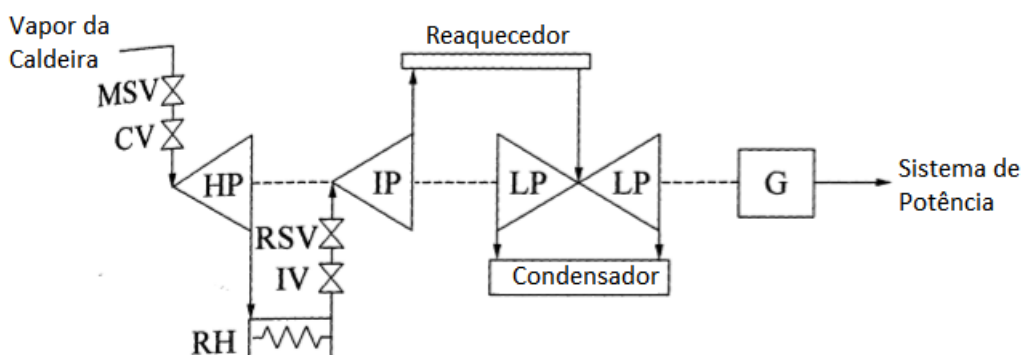
Normalmente, uma turbina a vapor é composta de vários estágios de expansão e transferência de energia para o rotor. Dessa forma, o vapor vai perdendo entalpia ao longo do processo, e também pressão ao longo da turbina, que vai sendo convertida em energia cinética para o rotor e transferida para a carga mecânica.

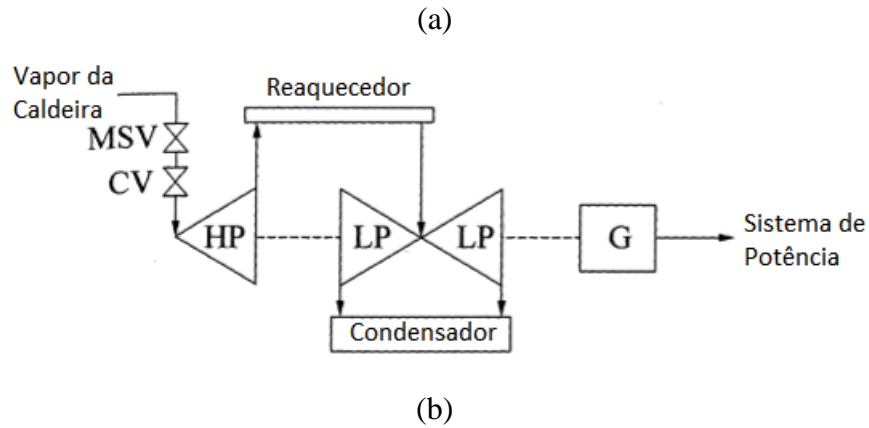


As turbinas, normalmente, são compostas de diferentes estágios em função do nível de pressão do vapor. Porém, dependendo do modelo e aplicação, pode ser empregado apenas um estágio. Em geral, uma turbina pode ser subdividida em três estágios: de alta, intermediária e baixa pressão (HP, IP, LP). Além disso, elas podem ser classificadas tendo ou não reaquecimento. Quando as turbinas possuem reaquecimento, todo o fluxo do vapor admitido na máquina, que sai do estágio de HP, é retirado durante os estágios intermediários, reaquecido na caldeira para ter sua energia térmica aumentada e retorna ao estágio seguinte da turbina, até chegar ao estágio final, que é a descarga. As turbinas sem reaquecimento não possuem estágios intermediários (Rampazzo, 2010; Simões, 2000). A Figura 10 representa uma turbina com reaquecimento (a) e uma sem reaquecimento (b). Nesta Figura, além da representação dos estágios de alta, intermediária e baixa pressão (HP, IP, LP), estão presentes os elementos: válvulas de entrada principal (MSV), válvula de controle (CV), válvula de parada do reaquecedor (RSV), interceptação de válvulas (IV), o próprio reaquecedor (RH) e o gerador (G).

O vapor da caldeira é admitido pela MSV e seu fluxo é controlado pela CV. Uma quantidade substancial de vapor é armazenada no estágio HP. A exaustão do estágio HP então passa pelo reaquecedor quando a turbina é de reaquecimento, como na Figura 10a, e então flui para o estágio IP através da válvula IV e da tubulação de entrada própria deste estágio. A tubulação de crossover fornece um caminho para o vapor de exaustão do estágio IP até a entrada do estágio LP. Parte do vapor do estágio LP passa por um condensador, aonde o vapor se condensa diminuindo pressão e temperatura. Após o vapor passar por este estágio ele é direcionado através de tubulações até o gerador. Quando a turbina não possui reaquecimento, como a turbina da Figura 10b, a etapa de reaquecimento do vapor é excluída deste ciclo (Kundur, 1994; Ramos, 2009).

Figura 10. Esquemático de Turbinas a Vapor (a) com reaquecimento e (b) sem reaquecimento.



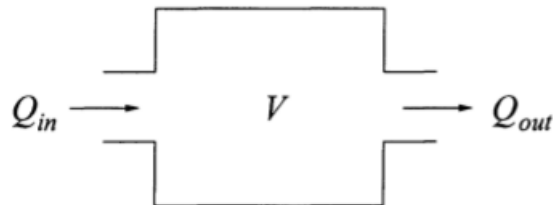


Fonte: Kundur (1994), modificado pelo autor

3.3.1 Modelando uma Turbina a Vapor

Para modelar turbinas a vapor, considera-se inicialmente que elas são sem reaquecimento e somente com estágio de alta pressão. Dessa forma, pode-se modelar utilizando o princípio do vaso de transporte de vapor, referido por Kundur (1994). Observando a Figura 11, tem-se Q_{in} e Q_{out} como fluxo do vapor de entrada e de saída, respectivamente, dados em kg/s, enquanto V representa o volume do vaso de vapor, dado por m^3 .

Figura 11. Esquemático do vaso de vapor.



Fonte: Kundur (1994)

Para a condição apresentada na Figura 11, pode-se escrever a Equação (3.5):

$$\frac{dW}{dt} = V \frac{d\rho}{dt} = Q_{in} - Q_{out} \quad (3.5)$$

Sendo,

W = peso do vapor no vaso [kg]

ρ = densidade do vapor [kg/m^3]

t = tempo [s]

Assumindo que o fluxo de vapor no vaso é proporcional à pressão e a temperatura é constante, tem-se:

$$Q_{out} = \frac{Q_0}{P_0} P_{vv} \quad (3.6)$$

$$\frac{d\rho}{dt} = \frac{dP}{dt} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad (3.7)$$

Sendo,

P_{vv} = pressão no vaso de vapor [kPa]

P_0 = taxa de pressão

Q_0 = taxa de flux de vapor no vaso

Das Equações (3.5), (3.6) e (3.7), tem-se que:

$$Q_{in} - Q_{out} = \frac{d\rho}{dP_{vv}} \frac{dP_{vv}}{dt} \quad (3.8)$$

$$Q_{in} - Q_{out} = V \frac{d\rho}{dP_{vv}} \frac{P_0}{Q_0} \frac{dQ_{out}}{dt} \quad (3.9)$$

$$Q_{in} - Q_{out} = T_v \frac{dQ_{out}}{dt} \quad (3.10)$$

Sendo,

$$T_v = \frac{P_0}{Q_0} V \frac{\partial \rho}{\partial P_{vv}} \quad (3.11)$$

T_v = constante de tempo da turbina.

Aplicando Transformada de Laplace, a Equação (3.11) pode ser reescrita como

$$Q_{in} - Q_{out} = T_v s Q_{out} \quad (3.12)$$

Ou

$$\frac{Q_{out}}{Q_{in}} = \frac{1}{1 + T_v s} \quad (3.13)$$

A Equação (3.13) representa a função de transferência de um vaso a vapor.

3.3.2 Controle de uma Turbina a Vapor

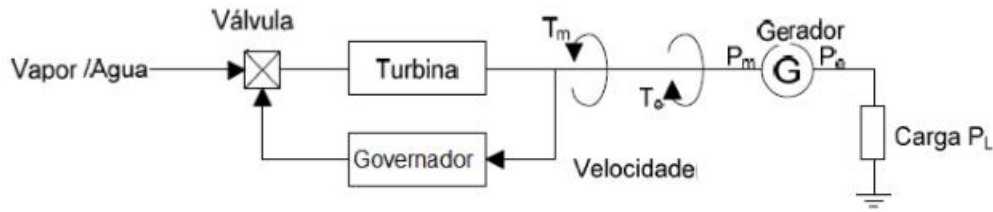
Considerando uma turbina a vapor simples, a principal variável manipulada pelo controle é a vazão de vapor, que é proporcional à potência fornecida. A principal variável controlada é a rotação da turbina, que é medida e comparada com seu valor de referência, e em função do erro, a válvula de admissão de vapor se movimenta para corrigir este erro e se aproximar ao máximo da referência desejada. Portanto, se houver um aumento de carga no sistema da planta, a rotação tenderá a cair, e o controlador de rotação sentirá esta queda e atuará abrindo a válvula de admissão de vapor, conseqüentemente, aumentando a potência fornecida de forma que a rotação volte ao valor de referência. Quando ocorrer a diminuição de carga, a rotação aumentará e será fechada a válvula de admissão de vapor tendo como resultado a diminuição da potência e da velocidade.

Para uma planta ilhada operar de forma eficiente atendendo suas cargas, técnicas de controle deverão ser aplicadas. Aqui destacam-se os Controles Primário de Velocidade e Controle Suplementar. O Controle Primário de Velocidade, do qual faz parte o Governador, é responsável por monitorar a velocidade do eixo turbina-gerador e controlar o torque mecânico (T_m) da turbina de forma que a potência elétrica gerada se adapte às variações de cargas do sistema. O Controle Suplementar, também chamado de Controle de Carga e Frequência ou Controle *droop*, é responsável por reestabelecer a frequência ao seu valor nominal, já que a atuação do Controle Primário de Velocidade ocasiona desvios de frequência (Bouزيد, 2015; Caetano, 2017; IEEE Task Force, 2013).

3.3.3 Governador

O governador realiza automaticamente o Controle Primário de Velocidade, regulando ou controlando a velocidade da turbina, sendo, então, também chamados de Regulador de Velocidade. A ação básica de um governador pode ser vista na Figura 12, que supõe a alimentação de uma carga isolada. O sistema recebe um sinal de velocidade e o converte numa abertura ou fechamento da válvula de entrada. Se a carga do gerador aumenta, a velocidade diminui e o governador responde aumentando a abertura da válvula para acelerar a máquina e restituir o valor de frequência do sistema para o valor de referência de modo a manter o equilíbrio entre geração e carga (Lima, 2013).



Figura 12. Ação básica do governador.

Fonte: Lima (2013)

O torque mecânico gerado na turbina, incluindo o controle de velocidade feito pelo governador, pode ser representado pela Equação (3.14) (Zhang, 2013).

$$T_m = \frac{P_m}{\omega} = \frac{P_{ref} + D_p f_n (1 - \omega)}{\omega} \quad (3.14)$$

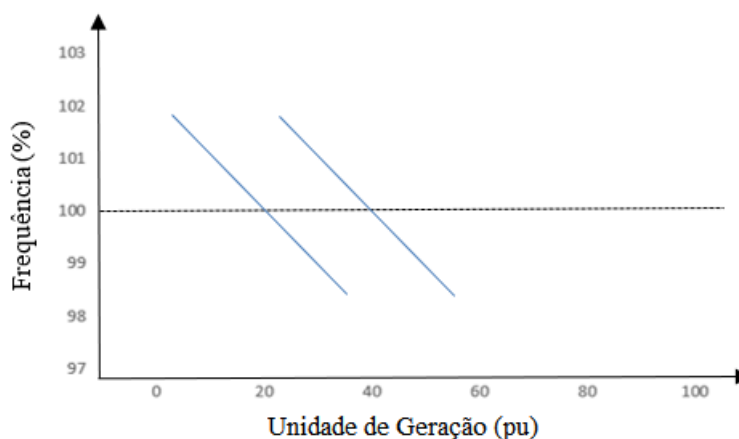
Através da Figura 12 e Equação 3.14 apresentadas, vê-se que o controle possui como entradas o sinal da frequência nominal do sistema (f_n) associada ao controle *droop* (D_p) invariante e à componente $(1 - \omega)$, que representa o desvio da máquina em relação à velocidade nominal (ω), além da potência de referência (P_{ref}). Estas componentes, formulando o numerador da Equação (3.14), representam a potência mecânica (P_m) do sistema, que dividida pela velocidade nominal resulta no torque mecânico da máquina (T_m). Este torque T_m é imputado no gerador para seu controle sendo, portanto, o parâmetro resultante do governador, que faz com que ocorra a regulação da velocidade. Conclui-se então que, quanto maior ω , menor o T_m e quanto maior P_m , maior é T_m .

3.3.4 Controle de Carga e Frequência

A ação do Controle Primário de Velocidade faz com que uma variação de carga do sistema resulte em um afastamento da frequência de seu valor em regime permanente, condição esta agravada quando houver entradas sucessivas de cargas. Visando retomar o valor em regime permanente da frequência do sistema, utiliza-se um controle secundário, chamado de Controle de Carga e de Frequência, Controle Suplementar ou Controle *droop*. Este controle faz com que o sistema seja estável e que a frequência volte ao seu valor de referência após a ocorrência de impactos a partir de variações de cargas. Este controle possui dois tipos de reguladores, que se diferenciam de acordo com seu efeito sobre a variação da frequência: regulador isócrono ou regulador com queda de velocidade (Kundur, 1994).

O tipo isócrono ajusta a abertura da válvula da turbina fazendo com que a frequência regresse exatamente ao seu valor de referência (Lima, 2013). A Figura 13 mostra a curva frequência *versus* potência, associada ao controle *droop*. Esta reta possui um coeficiente de inclinação que recebe o nome de *droop*. No caso do tipo isócrono sabe-se que a frequência não sofre variações, então, a curva com coeficiente de inclinação *droop* se movimentará de forma a se adaptar ao valor de carga para que continue com a frequência constante. Para exemplificar, a Figura 13 apresenta duas curvas com coeficiente de inclinação *droop*, a curva 1 e a curva 2. Supondo um sistema na qual o valor inicial de carga seja por volta de 20%, para um incremento até 40%, a curva 1 deverá se adaptar (se movimentar) para que a frequência de 100% seja mantida, originando então a curva 2.

Figura 13. Dinâmica do *Droop* para regulação isócrona.



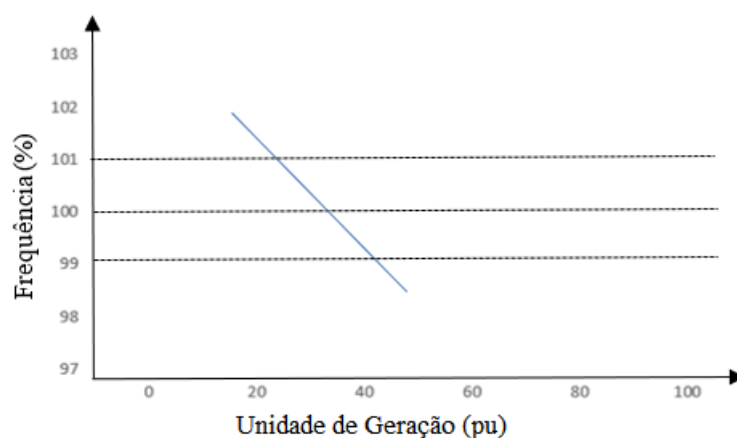
Fonte: O autor (2018)

Os reguladores isócronos só podem ser utilizados quando a planta possui apenas um gerador, visto que apresenta sérios problemas de estabilidade, além de dificuldades com a repartição de cargas entre várias unidades geradoras. Isso se deve porque cada unidade deverá controlar a frequência da rede com seu próprio ajuste do governador, o qual provocará muitas oscilações tendendo à instabilidade. Dessa forma, quando uma planta isolada possui duas ou mais unidades geradoras trabalhando em paralelo, os reguladores devem possuir características de queda de velocidade (Lima, 2013).

Regulador com queda de velocidade garante que a regulação de velocidade seja distribuída adequadamente de acordo com o incremento da carga. Quando duas ou mais unidades geradoras que possuam governadores de velocidade são ligadas entre si em forma de rede, as mesmas distribuem entre si as variações de carga para fazer o Controle Primário de Velocidade. Para exemplificar esta situação, veja a Figura 14. Nesta Figura, é visto que para

uma curva fixa de *droop* há uma variação de frequência de acordo com o incremento de carga no sistema. Para exemplificar, supõe-se que um sistema sofra um decréscimo de carga, variando de 30% para 20% do valor máximo da geração, aproximadamente. Neste caso, a frequência passa a ser 1% maior do que seu valor nominal (marcada pela reta de frequência superior na Figura 14). Mas quando há um acréscimo de carga, passando a valer quase 50% do valor máximo da geração, essa reta de frequência cai, obtendo um valor de frequência 1% menor que seu valor nominal.

Figura 14. Dinâmica da curva *Droop* para regulador com queda de velocidade.



Fonte: O autor (2018)

Como a característica do *droop*, define-se a taxa de variação de frequência ou velocidade para uma variação de carga de 0% a 100%. Isto é, existe uma velocidade real do sistema relacionado com a potência real do mesmo. Para que a velocidade seja elevada ao seu máximo, a velocidade real (que é a inicial do sistema) deve ser acrescida do valor do coeficiente de inclinação da reta do gráfico de frequência *versus* potência, que é o referido valor *droop*. Isto proporciona uma potência máxima, que então passa a ser a potência nominal de operação do sistema com este tipo de controle.

Quando ocorre o acréscimo ou decréscimo de carga, a porcentagem que cada unidade consumidora receberá ou fornecerá irá depender de sua característica de regulação. Esta característica de regulação está relacionada a curva frequência *versus* potência, visto que esta representa a dinâmica do *droop* para o regulador. Como já dito, o coeficiente de inclinação desta curva representa o valor de *droop*. É este coeficiente (em porcentagem) que estará inserido no cálculo de divisão de cargas entre as unidades geradoras.

Frequências muito baixas podem levar ao desligamento do sistema, já que existem perturbações de subfrequência, causando *blackout* no sistema ilhado. Porém, quanto mais carga for desligada ou quanto maior for o excedente de geração, aumenta-se a frequência do sistema, podendo causar aceleração das turbinas e desligamento dos geradores pela proteção existentes nas turbinas de sobrefrequência ou sobrevelocidade (Costa, 2000; Lima, 2013). Portanto, é preciso um estudo na qual se analise o melhor valor de *droop* para que o sistema possa operar em boas condições, respeitando os limites de frequência.

3.4 Considerações Finais

O capítulo 3 apresentou os elementos presentes na microrrede da usina siderúrgica estudada que são relevantes nesta dissertação, com o intuito de mais adiante descrever como tais elementos foram modelados.

Foi descrito um típico gerador síncrono com o intuito de apresentar como é constituído o controle principal e o sistema de excitação. O sistema de excitação também foi descrito, visto que é um controle de soma importância, responsável por alimentar o enrolamento de campo do gerador síncrono e estabelecer funções de controle e proteção.

A energia gerada é proveniente dos gases oriundos dos processos siderúrgicos. Portanto, torna-se necessário descrever a turbina a vapor responsável por mover o gerador síncrono. Dessa forma, foi apresentado o processo de aquisição e entrega do vapor para o gerador, o modelo matemático da turbina e os controles responsáveis por manter a turbina operando como o esperado.

O próximo capítulo apresentará a modelagem destes elementos desenvolvida no *software* PSCAD, apresentando o processo da planta, os parâmetros dos elementos e como estes foram modelados no software.

Capítulo 4: Desenvolvimento dos Modelos da Microrrede no PSCAD

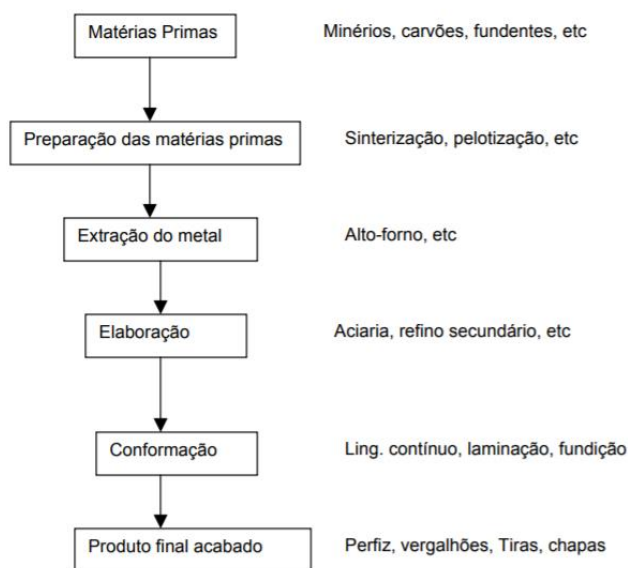
4.1 Conceituação

Nas indústrias existe uma grande preocupação em manter o fornecimento de energia elétrica sem interrupções para que os equipamentos envolvidos na produção industrial não sofram paradas. Indústrias que não possuem geração interna, são bastante vulneráveis a defeitos no sistema elétrico nacional, de maneira que possíveis *blackouts* no sistema elétrico da concessionária local, podem provocar sérios prejuízo na produção industrial. O corte no fornecimento de energia elétrica acontece por inúmeros motivos, podendo ser a ocorrência de curto-circuito, afundamentos de tensão e até mesmo manutenções.

A indústria siderúrgica estudada nesta dissertação possui uma capacidade de produção de 7,5 milhões de toneladas de aço por ano. Através do reaproveitamento de gases residuais dos seus processos siderúrgicos, a usina pode gerar cerca de 385 MW de energia elétrica, equivalendo ao abastecimento de 12 cidades semelhantes a Vitória/ES (Almanaque, 2016). Esta geração é capaz de suprir toda a demanda energética desta siderúrgica, enquadrando-a como uma microrrede autoprodutora de energia elétrica, além de comercializar seu excedente com o SIN.

4.2 Processo Siderúrgico

A usina siderúrgica do estudo apresentado se enquadra como sendo uma usina siderúrgica integrada, ou seja, a matéria prima é adquirida no estado bruto e todas as fases do processo industrial são executadas até a venda dos produtos acabados (Machado, 2003). É apresentado na Figura 15 o fluxograma de usinas integradas.

Figura 15. Fluxograma reduzido de uma usina siderúrgica integrada.

Fonte: Machado (2003)

Neste processo, matérias primas, como minério de ferro e sucatas, por exemplo, são destinadas à Coqueria e Sinterização. A Coqueria gera alguns efluentes sólidos, líquidos e gasosos, que são utilizados em quase sua totalidade no próprio processo siderúrgico. A Sinterização produz o sínter, através de minério de ferro bitolado e minério de manganês, por exemplo. Tanto o sínter quanto o coque são subprodutos utilizados no Alto Forno (Machado, 2003).

O Alto Forno tem uma forma cilíndrica sendo que em seu interior, através de reações químicas ativadas pelo aquecimento, origina-se o ferro gusa. Neste processo, são carregados no Alto Forno minério de ferro, coque e fundente. Além de gusa, também é produzido o gás de Alto Forno (Silva, 2010).

Após o Alto Forno o processo continua na Aciaria, que é o local aonde é reduzido o teor de carbono, silício, manganês, fósforo e enxofre para atingir a composição desejada do aço. Além dos princípios químicos executados para a retirada destes elementos, são adicionadas ligas específicas para cada tipo de aço desejada (Silva, 2010).

O aço líquido é moldado em placas através do Lingotamento Contínuo. Estas placas são resfriadas e vendidas ou direcionadas para o Laminador de Tiras a Quente destinado a laminar e bobinar essas placas, produzindo mais um produto destinado à venda.

As etapas do processo de fabricação do aço resultam em muitos subprodutos que têm vários tipos de destinação, principalmente dentro da usina. Um destes subprodutos é o Gás de Coqueria (COG). É na Coqueria que é produzido este gás e o coque, através da transformação

da mistura de carvões minerais. O coque metalúrgico é empregado nos Altos Fornos, onde pode atuar como combustível, redutor, fornecedor de carbono ao ferro gusa e permeabilizador de carga.

O coque origina-se no processo de coqueificação, que consiste em submeter uma mistura de carvões de características específicas a uma destilação. Esta destilação então provoca a liberação de gases e o aparecimento de um resíduo com característica sólida, porosa, infusível e basicamente constituído de carbono. Este resíduo é conhecido como coque. As matérias voláteis originárias da mistura de carvões, são tratadas de modo a originar o COG. Este COG pode ser empregado nas unidades de aquecimento da própria siderúrgica, vendido ou até mesmo utilizado na produção de energia termoelétrica (Machado, 2003).

4.3 Apresentação da Planta

A usina siderúrgica, caracterizada como microrrede de energia elétrica deste estudo de caso trabalha interligada com o sistema da concessionária de energia local. Esta interligação é realizada através de duas linhas aéreas de 138 kV e subestações abaixadoras para 13,8 kV. Estas linhas são conectadas em subestações de transmissão em configuração de barramento duplo que distribuem energia através de linhas subterrâneas e aéreas para as subestações abaixadoras (Roubach, 2008; Rampazzo, 2010).

A configuração de barramento duplo flexibiliza o sistema de modo que possam ter várias manobras operacionais, possibilitando disponibilidades para manutenção e viabilizando alternativas em caso de contingências. Segundo Rampazzo (2010), para esta microrrede são previstos dez modos distintos de operação que são obtidos através dos diferentes estados, aberto ou fechado, dos disjuntores, permitindo um fluxo de potência nos pontos de interligação da planta.

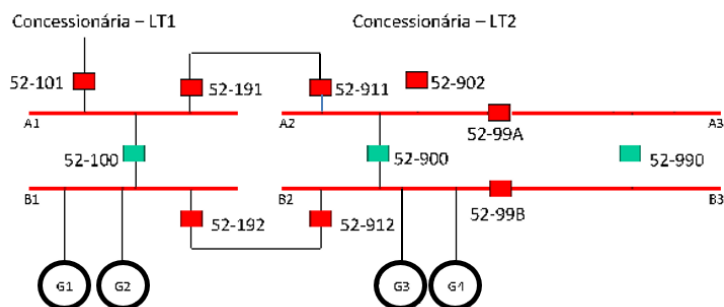
Dos dez modos apresentados por Rampazzo (2010), foi destacado o 10º modo operacional, no qual o sistema opera isolado do SIN, apresentando condições para avaliação de estabilidade do sistema de geração interno. A Figura 16 apresenta o diagrama unifilar do sistema elétrico desta microrrede no modo operacional isolado.

É apresentado na Figura 16 os barramentos elétricos existentes na usina, nomeados por A1, A2, A3, B1, B2, B3. É visto que a usina apresenta sistema dupla barra, onde as barras A1, A2 e A3 fazem a interface com o SIN, e as barras B1, B2, B3 fazem a interface com o sistema de energia interno da usina siderúrgica. Além disso, são apresentados os disjuntores responsáveis por compor as manobras operacionais da planta, podendo interconectar as barras quando necessário. Por fim, são apresentados os geradores síncronos presentes, G1, G2, G3 e



G4. Vê-se que estes geradores estão conectados ao barramento interno da planta, tornando possível a separação da geração interna com a rede de energia do SIN.

Figura 16. Diagrama unifilar do sistema elétrico da microrrede no modo de operação isolada.



Fonte: Rampazzo (2010), modificada pelo autor

Este modo operacional ocorre quando há algum distúrbio no SIN, e automaticamente o sistema de proteção abre o disjuntor de interligação de barras (52-100, 52-900 ou 52-990 indicados na Figura 16), de forma que todas as cargas da barra B sejam alimentadas pela geração interna dos geradores 1, 2, 3 e 4. Dessa forma, para o modo isolado que será analisado neste estudo de caso, somente há necessidade de se modelar os geradores síncronos, os transformadores entre os geradores e o barramento e as cargas, além dos controles necessários para tal operação. Para o estudo apresentado neste trabalho, a planta foi modelada no *software* PSCAD 4.5 e seus elementos serão descritos nos tópicos adiante.

4.4 Geradores Síncronos

De acordo com Rampazzo (2010) e Roubach (2008), os geradores síncronos (GS) da microrrede em questão são turbogeradores de 3600 rpm com rotores de polos lisos, sendo dois deles de 72 MVA e dois de 80 MVA de potência. É apresentado no Quadro 1 os dados retirados dos *datasheets* dos geradores (Rampazzo, 2010).

Quadro 1. Dados dos geradores.

Parâmetro	Descrição	Unidade	GS1	GS2	GS3	GS4
S	Potência nominal do Gerador	MVA	72	72	80	80
Vt	Tensão nominal	kV	12,5	12,5	13,8	12,5
f	Frequência nominal	Hz	60	60	60	60
Ra	Resistência de armadura	%	0	0	0	0
Xd	Reatância síncrona de eixo direto	%	179	179	179	199
Xq	Reatância síncrona de eixo em quadratura	%	161	161	163	163
X'd	Reatância transitória de eixo direto	%	24,3	24,3	22	27
X'q	Reatância transitória de eixo em quadratura	%	36	36	36	36
X''d	Reatância subtransitória de eixo direto	%	15,7	15,7	16	17,4
Xl	Reatância de dispersão	%	12	12	12	12
X2	Reatância de sequência negativa	%	11,8	11,8	16	13,1
X0	Reatância de sequência zero	%	7,2	7,2	9	8
T'd0	Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto	s	6,47	6,47	5,69	6,47
T'q0	Constante de tempo transitória de eixo em quadratura com circuito aberto	s	1	1	1	1
T''d0	Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto	s	0,04	0,04	0,04	0,04
T''q0	Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto	s	0,04	0,04	0,04	0,04
T'd	Constante de tempo transitória de eixo direto em curto-circuito	s	0,88	0,88	0,7	0,88
T''d	Constante de tempo subtransitória de eixo direto em curto-circuito	s	0,02	0,02	0,03	0,02
Ta	Constante de tempo de aceleração	s	0,21	0,21	0,38	0,21
H	Constante de inércia	MW.s/MVA	10,1	4,44	3,96	9,63

Fonte: Rampazzo (2010)

Além disso, foram retirados dos catálogos os dados de perdas importantes para a modelagem no PSCAD:

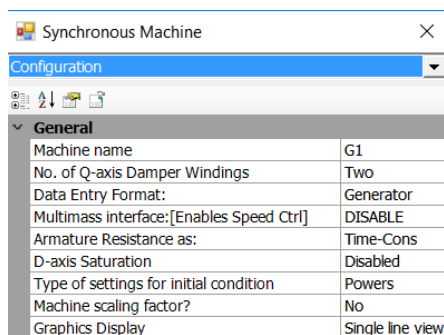


Quadro 2. Perdas nos geradores síncronos da planta.

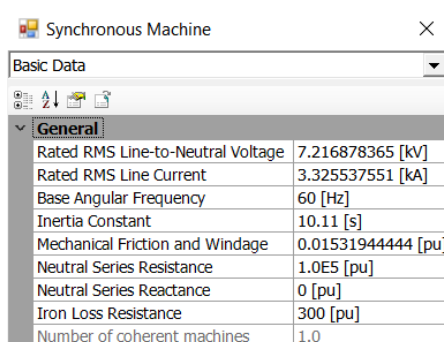
Parâmetro	Unidade	GS1	GS2	GS3	GS4
Perdas por fricções mecânicas	pu	0,015319444	0,014892219	0,0132625	0,016195
Resistência das perdas no cobre	pu	300	300	300	300

Fonte: O autor

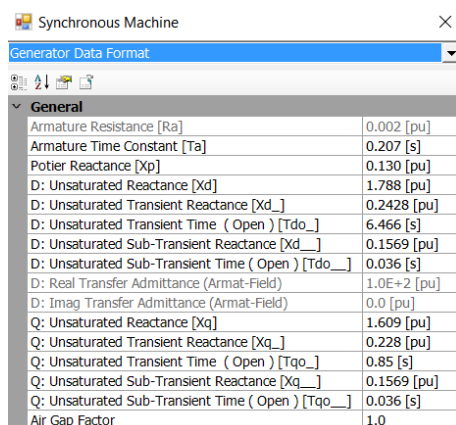
Os dados apresentados foram incluídos nas telas de configuração do modelo de máquina síncrona do *software* PSCAD, que estão apresentadas nas Figuras 17, 18 e 19. Como exemplo, estas Figuras apresentam os dados de entrada para o GS1.

Figura 17. Tela de Configurações da Máquina Síncrona no PSCAD.

Fonte: O autor

Figura 18. Tela de Dados Básicos da Máquina Síncrona no PSCAD.

Fonte: O autor

Figura 19. Tela de Dados Gerais da Máquina Síncrona no PSCAD.


Synchronous Machine	
Generator Data Format	
General	
Armature Resistance [Ra]	0.002 [pu]
Armature Time Constant [Ta]	0.207 [s]
Potier Reactance [Xp]	0.130 [pu]
D: Unsaturated Reactance [Xd]	1.788 [pu]
D: Unsaturated Transient Reactance [Xd_]	0.2428 [pu]
D: Unsaturated Transient Time (Open) [Tdo_]	6.466 [s]
D: Unsaturated Sub-Transient Reactance [Xd_]	0.1569 [pu]
D: Unsaturated Sub-Transient Time (Open) [Tdo_]	0.036 [s]
D: Real Transfer Admittance (Armat-Field)	1.0E+2 [pu]
D: Imag Transfer Admittance (Armat-Field)	0.0 [pu]
Q: Unsaturated Reactance [Xq]	1.609 [pu]
Q: Unsaturated Transient Reactance [Xq_]	0.228 [pu]
Q: Unsaturated Transient Time (Open) [Tqo_]	0.85 [s]
Q: Unsaturated Sub-Transient Reactance [Xq_]	0.1569 [pu]
Q: Unsaturated Sub-Transient Time (Open) [Tqo_]	0.036 [s]
Air Gap Factor	1.0

Fonte: O autor

Na Figura 17, o campo *No. of Q-Axis Damper Winding*, que especifica o tipo de enrolamento da máquina, seleciona-se *One*, para geradores de polos salientes, ou *Two*, para geradores de polos lisos, que é o modelo do GS apresentado.

Os valores de tensão de fase em RMS, corrente de linha e frequência são inseridos na Figura 18 nos campos *Rated RMS Line-to-Neutral Voltage*, *Rated RMS Line Current* e *Base Angular Frequency*, respectivamente a partir dos dados apresentados no Quadro 1.

Ainda nos Dados Básicos da máquina, são inseridos valores de Constante de Inércia (H), apresentado na Quadro 1 e as perdas do Quadro 2. Os campos *Neutral Series Resistance* e *Neutral Series Reactance* condizem a reatância e resistência de neutro.

Segundo Jordão (1980), resistência e reatância de neutro condiz com a impedância de aterramento do gerador. Como os manuais dos geradores síncronos não apresentaram tais valores, foram utilizados os padrões do PSCAD. Ressalta-se que estes dados não influenciarão nos resultados de simulação, já que as cargas utilizadas são trifásicas equilibradas, então, não terão corrente e nem harmônico de sequência zero.

Os Dados Gerais da máquina, na Figura 19, foram apresentados no Quadro 1. Nota-se que para inserção no PSCAD é necessário transformar os valores de porcentagem para pu. Os valores da Reatância de Potier (X_p), da Reatância Subtransitória de Eixo em Quadratura (X''_q) e o Fator de Dispersão (*Air Gap Factor*) não foram fornecidos pelos catálogos da máquina, dessa forma, é preciso analisá-los.

Dessa forma, o valor de *Air Gap Factor* adotado será 1.

4.5 Transformadores

O barramento em que estão conectados os geradores é de 145 kV, e os transformadores são de dois enrolamentos com configuração Delta-Estrela. Seus dados, fornecidos pelo autoprodutor, estão no Quadro 3.

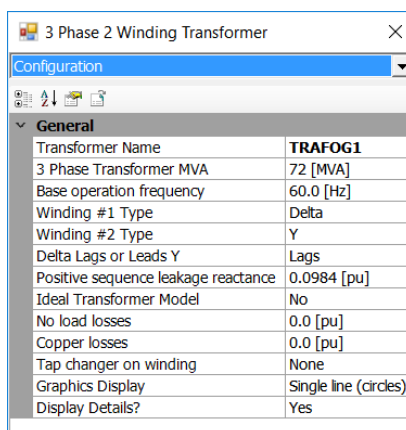
Quadro 3. Dados dos transformadores entre geração e barramento.

Transformador	Tensão Primária [kV]	Tensão Secundária [kV]	Reatância de Sequência Positiva [pu]
1	12,5	145	0,0984
2	12,5	145	0,0993
3	13,8	145	0,07765
4	12,5	145	0,0548

Fonte: O autor

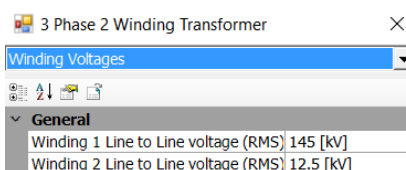
As Figuras 21 e 22 mostram como é configurado o transformador no *software* PSCAD. Além dos dados mostrados no Quadro 3, os dados de potência e frequência, que estão no Quadro 1, também são inseridos.

Figura 21. Primeira tela de configurações do transformador no PSCAD.



Fonte: O autor

Figura 22. Segunda tela de configurações do transformador no PSCAD.



Fonte: O autor

4.6 Cargas

A geração de energia da siderúrgica supre toda a demanda necessária para sua operação. As cargas dos geradores estão nas áreas de processo, ou seja, locais como aciaria, sinterização e Alto Forno. Cada um destes locais possui inúmeros elementos, como motores, iluminação e cabeamento. Como não seria viável modelar cada um dos elementos de cada parte do processo, estes foram modelados como uma caixa preta, isto é, levando-se em consideração toda potência ativa e reativa consumida e os valores de tensão e frequência com que são alimentados.

A microrrede possui um sistema de supervisão que mede todos os valores de potência ativa e reativa, tensão e frequência de cada área da usina constantemente. Através destes dados fornecidos foi possível modelar as cargas no PSCAD. É apresentado no Quadro 4 os dados coletados do sistema de supervisão em um dado instante.

Quadro 4. Dados das cargas.

Área	Tensão [kV]	Frequência [Hz]	Potência ativa [W]	Potência reativa [VAR]
Aciaria 1	143,11	59,99	35.000.000	20.900.000
Aciaria 2	145,02	60,01	1.600.000	400.000
Alto Forno 1	145,02	60,01	28.500.000	15.500.000
Alto Forno 2	143,11	59,99	18.100.000	7.700.000
Fox 1	145,02	60,01	31.800.000	8.400.000
Fox 2	143,11	59,99	22.000.000	3.500.000
Fox 3	143,03	60	18.500.000	1.900.000
Sinterização	145,02	60,01	21.700.000	9.400.000
Utilidades	145,02	60,01	18.700.000	7.000.000
Soprador 1	145,02	60,01	32.000.000	400.000
Soprador 2	145,02	60,01	32.000.000	400.000

Fonte: O autor

4.7 Turbinas

As turbinas a vapor utilizadas nesta usina siderúrgica são de configuração de apenas um estágio de alta pressão, portanto não possuem nenhum tipo de reaquecimento. Para modelagem da turbina, deve-se implementar um bloco de função de transferência no PSCAD. Esta função de transferência deve seguir o modelo de Equação (3.13) apresentada. Os dados são os mesmos para as quatro turbinas referentes aos quatro geradores, e estão apresentados no Quadro 5.

Quadro 5. Dados da Turbina.

Parâmetros	Turbinas
Rotação [rpm]	3600
Constante de tempo da Turbina [s]	0,5

Fonte: O autor

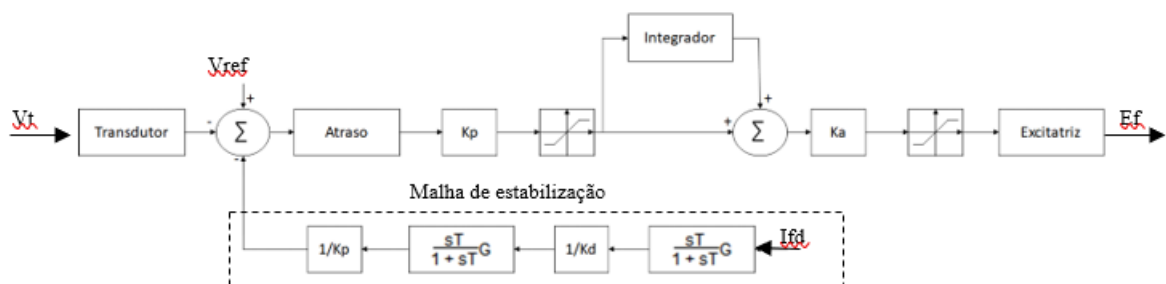
4.8 Controles adotados

Para o bom funcionamento de uma planta de geração, torna-se necessário adotar controles capazes de atuar nos geradores síncronos, afim de comandá-los para uma operação eficiente da planta. Além disso, como este trabalho analisa a operação ilhada da microrrede, existe também um controle para sincronismo com a rede principal.

4.8.1 Sistema de Excitação

Como já apresentado na Seção 3.1, é no sistema de excitação que é feito o controle responsável por manter a tensão afim de melhorar a estabilidade do sistema. Todos os geradores desta microrrede utilizam sistemas de excitação do tipo *brushless*, isto é, sem presença de escovas, como necessário na excitatriz do tipo estática.

O modelamento do sistema de excitação deste autoprodutor apresentado por Rampazzo (2010) está apresentado no diagrama de blocos da Figura 23.

Figura 23. Diagrama de blocos do Sistema de Excitação.

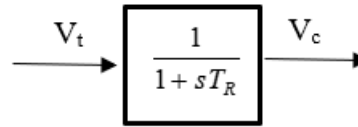
Fonte: Rampazzo (2010), modificado pelo autor

Inicialmente, apresenta-se um módulo de transdutor de medição da tensão terminal da máquina (V_t). Este modelamento, apresentado no bloco da Figura 24, compreende o sistema de medição através de transformadores de potencial instalados na saída do gerador e do sistema eletrônico de conversão deste sinal em um sinal em níveis de tensão dos sistemas eletrônicos.



Assim, é inserida a constante de tempo T_R representando o atraso inserido pelo sistema eletrônico do transdutor.

Figura 24. Bloco do transdutor.



Fonte: Rampazzo (2010)

O sinal de saída do transdutor (V_c) é o sinal de tensão convertido. Ele é comparado com o valor da tensão de referência (V_{ref}) e então entra na malha de controle da regulação de tensão, passando por um atraso de transporte $-e^{sT_d}$.

A regulação de tensão é representada por um sistema PI (proporcional-integral), com ganho proporcional K_p e componente integral T_i . Tanto o ganho proporcional quanto a componente integral possuem limitadores que protegem contra valores excessivos, sendo V_{lmin} e V_{lmax} na componente proporcional e Lim_{min} e Lim_{max} na componente integral. Continuando, esse sinal passa por um ganho de constante proporcional K_a , limitada por V_{rmin} e V_{rmax} que impedem aumentos excessivos nas tensões da excitatriz.

Por conta dos altos valores de K_a , para atingir um baixo erro na regulação, a resposta transitória do regulador de tensão não é satisfatória. Portanto é utilizada uma malha de estabilização com realimentação negativa na entrada do regulador, tendo papel de fazer o amortecimento primário, ou seja, amortecimento da tensão, do sinal do regulador de velocidade utilizando o sinal de realimentação proporcional à corrente de campo do gerador (I_{fd}). Isto melhora o desempenho em transitórios. Esta malha, explícita na Figura 23, é composta por ganhos proporcionais K_p e K_d , além das constantes de tempo T_f e T_i .

O último bloco do diagrama corresponde à excitatriz do sistema. Este bloco possui um ganho K_e e uma constante de tempo T_e . Neste sistema de regulação de tensão não é considerado o efeito de saturação da armadura da excitatriz.

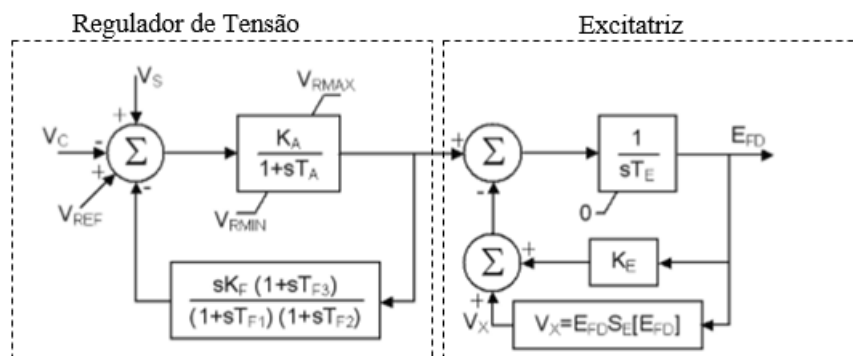
Este mesmo sistema de excitatriz apresentado se repete para os três primeiros geradores da planta. Através de catálogos, Rampazzo (2010) descreve os parâmetros da excitação para os três primeiros geradores implementados na usina. É apresentado no quadro 6 tais parâmetros.

Quadro 6. Parâmetros do Sistema de Excitação para os três primeiros GS.

Parâmetro	Descrição	Unidade	GS1	GS2	GS3
T_R	Constante de tempo do transdutor de tensão	s	0,01	0,01	0,01
T_4	Atraso de transporte	s	0,02	0,02	0,02
K_P	Constante da componente proporcional do regulador de tensão	pu/pu	20	20	20
$V_{I_{MIN}}$	Limite mínimo do erro interno de regulação	pu	-10	-10	-10
$V_{I_{MAX}}$	Limite máximo do erro interno de regulação	pu	11,5	11,5	11,5
T_I	Constante da componente integral do regulador de tensão	s	5,7	5,7	5,7
LIM_{MIN}	Limite mínimo do canal integral do regulador de tensão	pu	-1	-1	-1
LIM_{MAX}	Limite máximo do canal integral do regulador de tensão	pu	4	4	4
K_A	Constante adaptativa	pu	2	2	2
VR_{MIN}	Tensão máxima negativa do conversor	pu	-10	-10	-10
VR_{MAX}	Tensão máxima positiva do conversor	pu	11,5	11,5	11,5
K_E	Ganho da excitatriz	pu	1	1	1
T_E	Constante de tempo da excitatriz	s	0,5	0,5	0,5
T_F	Constante de tempo do filtro do sinal de estabilização	s	2	2	2
K_D	Componente derivativa	pu	2	2	2

Fonte: Rampazzo, 2010

O GS 4 possui um sistema de excitação diferente. Nele é empregado o sistema tipo AC5A. Como já apresentado na Seção 3.2.1, este modelo se enquadra como sistema de excitação tipo CA entre os modelos base do IEEE 421.5 (2006). A Figura 25 apresenta o diagrama de blocos deste modelo.

Figura 25. Sistema de Excitação tipo AC5A.

Fonte: IEEE 421.5 (2006), modificado pelo autor

Segundo IEEE 421.5 (2006), apresentado na Figura 25 o modelo simplificado de um sistema de excitação tipo *brushless*. O sinal de tensão de referência (V_{REF}) é então comparado com o valor da tensão terminal (V_C) e o erro originado entra na malha de controle do regulador de tensão. Então, este sinal recebe influência do bloco de função de transferência que representa tiristores, com as constantes K_A e T_A , simbolizando o ganho e constante de tempo do regulador,

além de ser limitado pelos parâmetros VR_{MIN} e VR_{MAX} que impedem aumentos excessivos nas tensões da excitatriz.

O sinal V_S , encontrado no somador da malha do regulador de tensão, representa um sinal proveniente do PSS (*Power System Stabilizer*), que é uma malha de controle utilizada para suprimir oscilações entre áreas e sub harmônicas em sistemas interconectados. Ou seja, amenizar oscilações na faixa de 1 a 2 Hz que aparecem devido a interação entre os sistemas de controle de máquinas distintas no sistema. Normalmente o PSS é utilizado em simulações com várias máquinas sem fonte de tensão e com barramento infinito. Dessa forma, o sinal V_S foi desabilitado do diagrama de blocos deste sistema de excitação no PSCAD, visto que não é o propósito neste estudo.

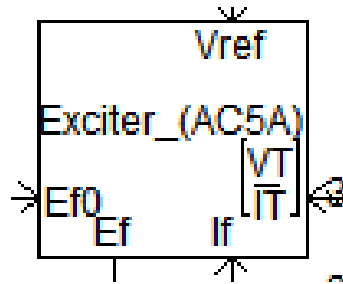
Da mesma forma que ocorreu com o sistema adotado nos três primeiros geradores, em função dos altos valores de K_A para atingir um baixo erro na regulação, a resposta transitória do regulador não é satisfatória. Dessa forma é utilizada uma malha de estabilização com realimentação negativa na entrada do regulador de tensão, tendo o papel de fazer o amortecimento primário do sinal do regulador utilizando o sinal de realimentação proporcional à tensão de campo do gerador. Isto melhora o desempenho em transitórios.

A última parte, correspondente à excitatriz, onde, primeiramente, o sinal passa por um bloco integrador com uma constante de tempo T_E , que não representa individualmente propriamente o atraso da resposta da excitatriz, uma vez que a constante de tempo total da excitatriz também é dependente da resposta de K_E e S_E . Esse sinal é realimentado negativamente pela somatória de dois itens: um fator de saturação a vazio ($S_E(E_{FD})$), onde E_{FD} é a tensão de campo, e um ganho da excitatriz (K_E).

O parâmetro $S_E(E_{FD})$ compõe uma função que caracteriza a saturação da tensão de excitação (V_X). Geralmente essa função é definida por dois pontos da curva de excitação em circuito aberto, sendo os valores de saturação definidos através de ensaios de circuito aberto da máquina ou da curva sem carga.

Para este modelo de excitação já existe um bloco pronto no PSCAD, como está apresentado na Figura 26. Também, a partir dos catálogos existentes na usina da microrrede, Rampazzo (2010) fornece os parâmetros utilizados para este sistema de excitação, conforme mostrado no Quadro 7.



Figura 26. Bloco do Sistema de Excitação tipo AC5A no PSCAD

Fonte: biblioteca do PSCAD

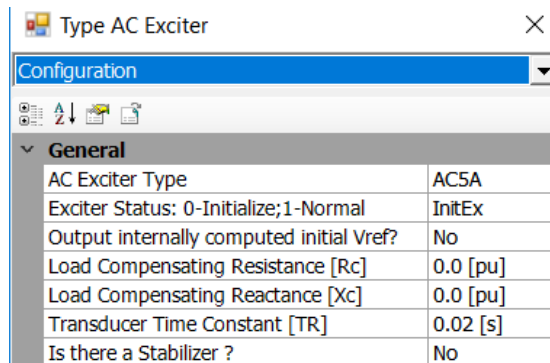
Quadro 7. Parâmetros do Sistema de Excitação do GS4.

Parâmetro	Descrição	Unidade	GS4
T_R	Constante de tempo do transdutor de tensão	s	0,02
T_C	Constante de avanço do regulador de tensão	s	0,24
T_B	Constante de atraso do regulador de tensão	s	0,11
K_A	Ganho do regulador de tensão	pu	64,6
T_A	Constante de tempo do regulador de tensão	s	0
K_E	Ganho da excitatriz	pu	1
T_E	Constante de tempo da excitatriz	s	0,39
VR_{MIN}	Limite mínimo da saída do regulador de tensão	pu	-4,3
VR_{MAX}	Limite máximo da saída do regulador de tensão	pu	8,46
SE(EFD1)	Limite mínimo de tensão de excitatriz	pu	0,001
SE1(EFD1)	Saturação para a máxima tensão de excitação	pu	5,419
SE(EFD2)	Limite máximo de tensão de excitatriz	pu	0,0001
SE2(EFD2)	Saturação para 75% da máxima tensão de excitação	pu	3,419
K_F	Ganho derivativo do canal de amortecimento primário	pu	0
T_F	Constante de tempo do canal de amortecimento primário	s	1

Fonte: Rampazzo (2010), modificado pelo autor

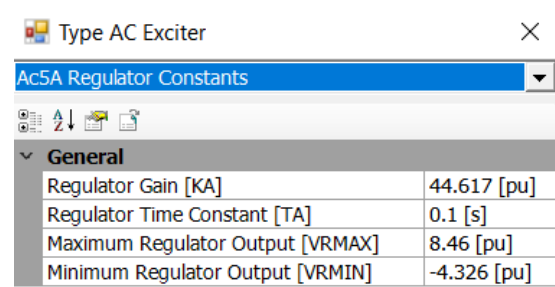
O modelo de excitação apresentado para os três primeiros geradores foi montado no PSCAD conforme mostra a Figura 23. Já o sistema para GS4, no bloco do PSCAD foram inseridos os parâmetros do Quadro 6. As Figura 27 a 30 apresentam as janelas de parâmetros do PSCAD.

Figura 27. Primeira tela de configuração do sistema AC5A no PSCAD.



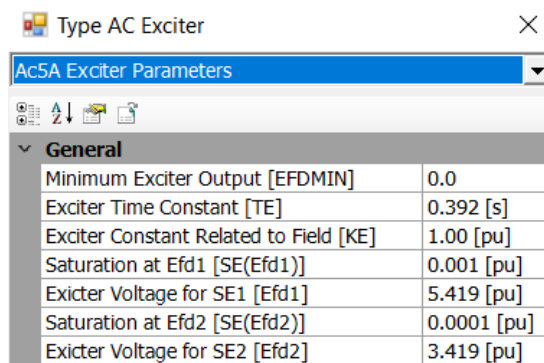
Fonte: O autor

Figura 28. Segunda tela de configuração do sistema AC5A no PSCAD.



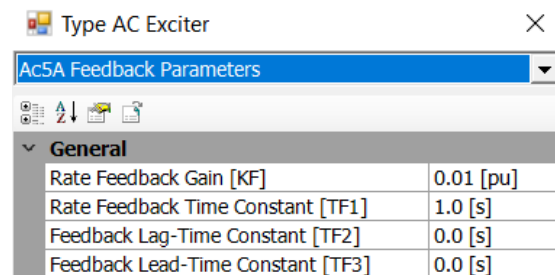
Fonte: O autor

Figura 29. Terceira tela de configuração do sistema AC5A no PSCAD.



Fonte: O autor

Figura 30. Quarta tela de configuração do sistema AC5A no PSCAD.



Fonte: O autor

A Figura 29 apresenta parâmetros de saturação com índices 1 e 2, onde juntamente compõem a caracterização da curva de saturação da excitatriz. Portanto, estes dois parâmetros juntos representam o parâmetro de saturação $S_E(E_{FD})$, apresentado na Figura 25.

No sistema de excitação do GS4, a malha de estabilização não apresenta as constantes de atraso e avanço, dessa forma, na Figura 30, foi somente atribuído valor ao primeiro parâmetro da constante de tempo, deixando os outros dois iguais a zero, visto que, segundo Rampazzo (2010), este sistema de excitação representa uma função de transferência de primeira ordem.

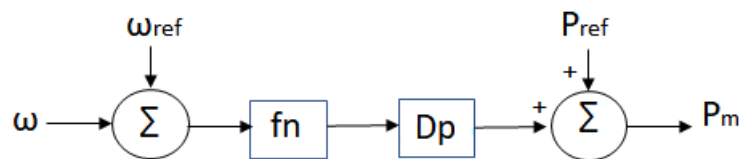
4.8.2 Governador

O sistema do governador fornece um meio para as turbinas a vapor darem partida, acelerarem até o ponto de operação com a potência de saída solicitada. Os governadores de velocidade agem diretamente nas turbinas variando a potência entregue no eixo do gerador de forma a controlar a frequência do sistema.

Quando ocorre alguma variação, seja ela rejeição ou adição de cargas acelerando e desacelerando os geradores respectivamente, isto causa uma variação observável na frequência. Após essa oscilação na velocidade dos geradores, para voltar à frequência nominal, os governadores de todos os geradores corrigem o ponto de operação de suas turbinas. A configuração destes governadores deve ser de forma que a correção de frequência não crie instabilidade no sistema, enquanto traz rapidamente a frequência ao seu valor de operação (Carletti, 2015).

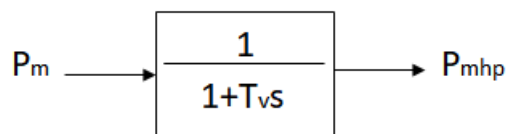
A Equação (3.14) já apresentada neste trabalho representa matematicamente o torque mecânico gerado pela turbina incluindo o governador de velocidade. Como este sistema age sobre a potência da turbina, deve-se apresentar o governador acoplado à turbina para que a dinâmica ao sistema seja modelada. É representado nas Figuras 31 e 32, respectivamente, o diagrama de blocos correspondente à Equação (3.14) e ao bloco da turbina a vapor, identificando suas entradas e saídas.

Figura 31. Diagrama de blocos do Governador.



Fonte: O autor

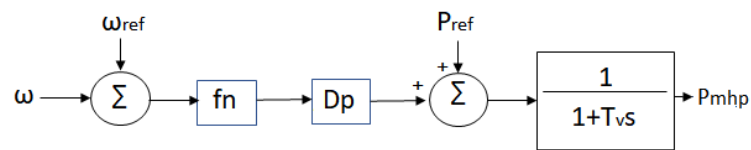
Figura 32. Diagrama de blocos da Turbina a Vapor.



Fonte: IEEE Commitree Report (1972)

A potência de entrada, P_m , da turbina é a potência de saída do governador, é uma potência mecânica. A junção dos dois sistemas, apresentada na Figura 33, permite a representação da dinâmica da turbina a vapor respondendo às solicitações de carga e variações de frequência. A potência de saída do sistema é P_{mhp} , uma potência mecânica de alta pressão. Conforme informado anteriormente, as turbinas do sistema que está sendo avaliado são de alta pressão.

Figura 33. Bloco do Governador e Turbina aplicados na simulação em PSCAD.



Fonte: o autor

Na Figura 33 as variáveis correspondem a:

ω_{ref} = velocidade de referência do gerador

ω = velocidade média do gerador

f_n = frequência nominal

D_p = *droop*

T_v = constante de tempo da turbina

P_{ref} = potência de referência

O diagrama da Figura 33 é o implementado no software PSCAD, onde ω_{ref} , que corresponde a 1 pu, é comparada com a velocidade mecânica medida ω gerando um erro relativo à diferença entre estes dois valores. Este valor de diferença é incorporado à f_n e D_p e então somado ao valor da potência de referência. A função de transferência da turbina foi incluída neste sistema para que sua dinâmica esteja contemplada na resposta. Isto é necessário porque a turbina possui uma resposta de partida que interfere na resposta do governador ao sistema completo. A saída do sistema contemplado é a potência mecânica correspondente ao torque mecânico que acionará o gerador síncrono.

Conforme as referências teóricas da Seção 3.3.3, este sistema é classificado como de regulação de tensão com queda de velocidade visto que possui mais de um gerador. Para que a regulação do sistema do governador da Figura 33 atue na potência mecânica de forma a corrigir o sistema completo da planta, é necessário que apenas um gerador receba os sinais de correção. Esta situação ocorre de forma similar ao mestre escravo, onde um gerador, o mestre, receberá as informações e repassará as correções necessárias para que os outros geradores, os escravos, também corrijam seus valores de potência mecânica. Portanto, em apenas um gerador, a potência de referência do diagrama de blocos da Figura 33 receberá o sinal de potência corrigido pelo sistema de controle. Para os outros geradores (os escravos) este valor de P_{ref} é igual a 0.

Na Figura 33, o *droop* é um ganho aplicado pelo regulador de velocidade para ajustar a potência mecânica na turbina. Segundo Hamilton (2010), o *droop* é um método de controle independente de velocidade do governador amplamente empregado visto que permite a operação correta do sistema elétrico com múltiplos geradores em ilha. Dentro do contexto da microrrede, há a necessidade de se ter um sistema de proteção rápido e preciso, garantindo a estabilidade da microrrede após a eliminação do defeito e após a formação da ilha.

O *droop* está relacionado com o estatismo permanente, chamado de R . Sabendo-se o valor de R (em pu), o *droop* será o inverso deste valor. Segundo Kundur (1994), para controles de turbinas a vapor, normalmente o estatismo adotado pode ficar em torno de 4 e 5%. O valor percentual, 5% por exemplo, especificado para o estatismo significa que, ocorrendo um desvio de velocidade de 5%, haverá uma mudança de 100% na potência de saída. Ou seja, o valor de estatismo, conseqüentemente do *droop*, é relativo à variação máxima da frequência do sistema ilhado, além de representar a variação de frequência no momento de variação de cargas.

Exemplificando, considere um gerador de 100MW operando em ilha com estatismo de 5%, sendo a frequência nominal igual a 60 Hz. Neste caso, a variação de frequência será de 3 Hz ($5\% \times 60\text{Hz} = 3\text{Hz}$). Caso haja uma variação de carga de 1MW (representando 1% da potência total do sistema), isto representará uma variação de 0,03Hz (1% da variação total de frequência) na frequência do sistema ilhado. Dessa forma, conclui-se que a variação de frequência para a variação total de potência é proporcional ao estatismo aplicado à frequência nominal do sistema (Kundur, 1994).

A microrrede formada pela usina siderúrgica analisada nesta dissertação tem uma diretriz interna que determina um limite de 25MW para a potência ativa que pode ser enviada

para a concessionária. Manobras nas subestações são feitas para garantir que este limite não seja ultrapassado. Porém, manobras frequentes danificam equipamentos internos, como chaves seccionadoras. Um ajuste correto de *droop* aplicado ao controle de velocidade da turbina, permite atender o limite de potência estabelecido

O *droop* também garante a faixa de valores em que o fluxo de potência deve se manter entre a rede da concessionária local e a usina, garantindo a operação estável das unidades produtivas, mesmo em caso de ilhamento da microrrede.

Para o cálculo do *droop*, deve-se ter uma variação de potência ativa (P_v) e de frequência (f_v) admissíveis para que o sistema opere de forma estável. Para isto, esta usina siderúrgica também instituiu admitir que a frequência de cada gerador síncrono pode variar até 1Hz em relação à frequência nominal. Ou seja, a variação máxima de frequência admissível (f_v) de 1 Hz equivale a uma variação máxima de potência ativa (P_v) de 25 MW de forma a não ultrapassar o limite de potência da direttriz interna. Para que este limite seja atendido deve-se determinar qual a variação de frequência máxima no gerador síncrono (Δf) admitindo a potência nominal do gerador síncrono (P_{GS}) para que o fluxo de potência atenda o limite estabelecido pela direttriz que é de 25 MW. Esta variação de frequência máxima é obtida relacionando a frequência nominal do sistema com o estatismo permitido, como apresenta a Equação (4.2). Dessa forma, estas relações descritas podem ser representadas pela Equação (4.3).

$$\Delta f = f_n R \quad (4.2)$$

$$\frac{f_n R - P_{GS}}{f_v - P_v} \quad (4.3)$$

Sendo, f_v a variação de frequência admissível e P_v a variação do fluxo de potência ativa, P_{GS} a potência nominal do gerador síncrono e R o estatismo.

Para satisfazer as premissas impostas por esta usina siderúrgica, o valor de P_v não deve ultrapassar 25MW e f_v deve ser igual a 1Hz. Portanto, através da relação exposta pela Equação (4.3), observa-se que quanto menor o valor do estatismo obtido em Δf , maior será P_v , o que não é aceitável pela direttriz da usina.

Aplicando a relação da Equação (4.3) aos quatro geradores, é possível chegar aos valores de *droop* para cada gerador. Os parâmetros de cada gerador e os valores obtidos, estão no Quadro 8.

Quadro 8. Cálculo do *droop* de cada GS.

Parâmetros	GS1	GS2	GS3	GS4
Potência nominal do GS P_{GS} [MW]	72	72	80	80
Potência admissível P_v [MW]	25	25	25	25
Variação de frequência f_v [Hz]	1	1	1	1
Estatismo obtido R [%]	4,8	4,8	5,33	5,33
<i>Droop</i> obtido [pu]	20,8	20,8	18,8	18,8

Fonte: O autor

Como a potência limite estabelecida pela diretriz interna da siderúrgica é no máximo 25MW, o *droop* encontrado no Quadro 8 é o valor máximo de operação, visto que quanto maior for seu valor, maior será o resultado da potência máxima admissível pela diretriz. Portanto o resultado do estatismo R obtido na Equação (4.3) é o valor mínimo para que todas as diretrizes sejam atendidas. Como o R obtido é o valor mínimo, então o *droop*, que é o inverso de R , é o valor máximo admissível.

Segundo Kundur (1994) e Costa (2000), o *droop* trabalha com valores de estatismo permanente aceitáveis entre variações de 1 a 10%. Com esta informação e sabendo os valores máximos calculados no Quadro 8, é possível estipular uma faixa de variação admissível a ser aplicada, que é de 1% até os valores de estatismo apresentados ou de *droop* igual a 10 pu até os valores de *droop* do Quadro 8.

Os parâmetros do governador e da turbina foram caracterizados e serão usados na modelagem no PSCAD apresentada na Figura 33.

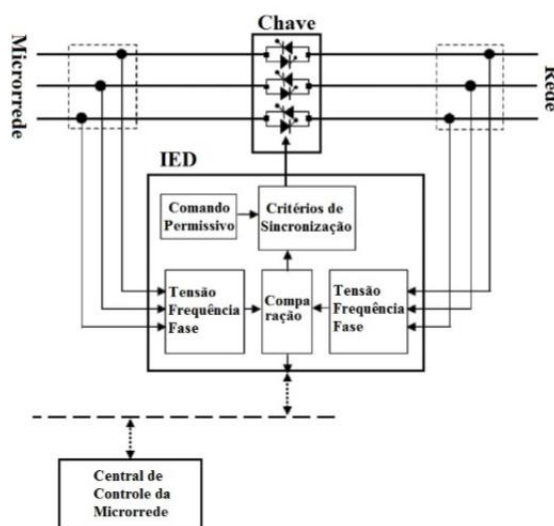
4.9 Sincronização

Como já abordado anteriormente, um dos modos operacionais da microrrede é a operação em ilha em relação ao SIN. Porém, quando deseja-se retornar para o modo interligado, é preciso iniciar um processo de sincronização para posteriormente reconectar a microrrede com a rede principal. De acordo com Jordão (1980) e Kocholik (2009), deve-se impor aos geradores a mesma tensão, frequência ângulos de fase e sequência de fases do sistema externo, caso contrário, o sistema da microrrede pode apresentar picos de tensão, tensões diferentes em

cada fase, além de corrente de circulação que pode atingir valores altos o suficiente para danificar os geradores.

Para que seja feito o sincronismo de forma correta, é preciso que as diferenças entre os níveis de tensão, frequência e defasamento angular da microrrede em relação à rede principal devem respeitar limites máximos e mínimos em seus valores, considerando que a sequência de fases está correta. As medições dos parâmetros de sincronismo são realizadas pelo IED (*Intelligent Electronic Device*). A Figura 34 mostra o funcionamento deste dispositivo.

Figura 34. Esquema de funcionamento do IED.



Fonte: Silva (2014)

O IED é responsável por controlar a chave de seccionamento entre a microrrede e a rede. Analisando a Figura 34, o IED recebe as medições de tensão, frequência e fase da rede e da microrrede e, então, faz a comparação. Se o resultado estiver dentro dos limites pré-estabelecidos e a reconexão for solicitada pela Central de Controle da Microrrede, a microrrede estará apta a se reconectar e a chave será fechada. Os limites para sincronização foram designados por IEEE C50.13 e estão apresentados no Quadro 9.

Quadro 9. Critérios de sincronização.

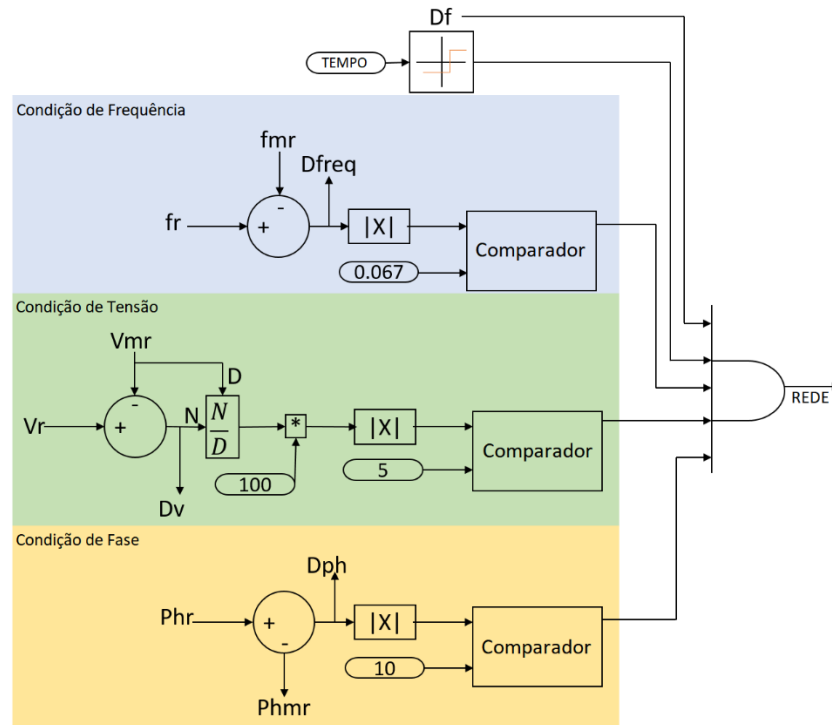
Diferença de tensão	0 a +5%
Diferença de frequência	± 0.067 Hz
Diferença de fase	$\pm 10^\circ$

Fonte: IEEE C50.13



A implementação da Figura 34 para a simulação em PSCAD é apresentada na Figura 35. Os dados coletados a partir de medições de tensão, fase e frequência da rede e da microrrede são comparados com os critérios apresentados no Quadro 9 e se os três critérios forem satisfeitos e for solicitada a reconexão, a saída (Rede) na Figura 35 é fechada, estabelecendo a reconexão da microrrede com a rede principal.

Figura 35. IED para o sistema simulado em PSCAD.



Fonte: Caetano (2017), modificado pelo próprio autor

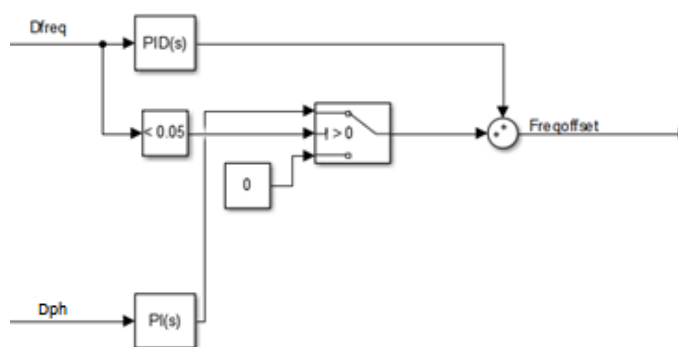
A nomenclatura Df apresentada na Figura 35 representa um sinal de detecção de falta na rede. Nesta dissertação não foi desenvolvido um sistema com esta atribuição, então, para fins de simulações, foi inserida uma falta durante a simulação com função de verificar se o IED está realmente operando como o esperado. Além disso, o bloco de tempo, apresentando na Figura 35, representa o momento em que se deseja estabelecer a reconexão com a rede; fmr e fr representam os sinais medidos de frequência da microrrede e da rede respectivamente, Vmr e Vr são os sinais medidos de tensão da microrrede e da rede respectivamente, Phmr e Phr são os sinais de fase da microrrede e da rede respectivamente e Dfreq, Dv e Dph são os sinais de diferença de frequência, tensão e fase, respectivamente (Silva, 2014; Lopes, 2015).

4.10 Central de Controle da Microrrede (CCMR)

Para atender os critérios de sincronização, é preciso corrigir os sinais de tensão, fase e frequência medidos da microrrede e fazer com que havendo erro, ele diminua. Isto é, os sinais de Dfreq, Dv e Dph devem ser corrigidos para que se enquadrem nos limites apresentados no Quadro 9. Para isso, segundo Silva (2014) são usados controles PID para frequência e fase, para a tensão, o controle é feito pelo sistema de excitação.

A Figura 36 apresenta o sistema de controle, no PSCAD, para a correção dos valores de frequência e fase da microrrede para o procedimento da sincronização. O procedimento avalia a frequência da microrrede e quando ela for igual à da rede, a chave de sincronização não pode fechar se houver uma diferença de fase. Por outro lado, se a diferença de frequência for grande, o controle de fase não deve operar, pois pode interferir com o controle de frequência e o resultado seria imprevisível. Dessa forma, o controle de fase só opera quando a diferença de frequência estiver abaixo de certo valor. Como apresentado na Figura 36, o sinal de Dph é anulado por uma chave seletora até que a diferença de frequência seja pequena o suficiente. Após isso, o sinal da diferença de fase é alimentado no controlador PI e adicionado ao sinal de controle de frequência para minimizar o erro. O limite adotado neste trabalho é de 0,05 Hz. Isso quer dizer que o controle de fase só poderá mudar o *offset* de frequência quando a diferença de frequência for menor do que 0,05 Hz (Silva, 2014; Cho, 2011).

Figura 36. Correção do erro para controle de sincronização.



(Fonte: Silva, 2014, modificado pelo próprio autor)

O sinal Freqoffset na saída do sistema de controle de sincronismo é enviado para a referência de um dos governadores, para que seja feita a correção do erro e, realizando então o sincronismo com a rede principal.

4.11 Definição dos Controladores

Conforme sugere Silva (2014) e Rossi (2015), para fazer a correção dos erros entre os sinais medidos da microrrede e os da rede, para a sincronização, serão utilizados controladores PID e PI. A ação do controle proporcional e integral (PI) é definida pela função de transferência apresentada na Equação (4.4), onde k_p representa o ganho proporcional, T_i é a constante de tempo integral, $U(s)$ é a saída do controlador e $E(s)$ a entrada. A constante de tempo integrativa T_i é responsável por ajustar a ação integral do controle, enquanto que o ganho em k_p afeta tanto a parte proporcional quanto a parte integral da ação de controle. O inverso de T_i , que é k_i , é denominado de taxa de restabelecimento. Esta taxa corresponde ao número de vezes por minuto em que a parte proporcional da ação de controle é duplicada. Muitas vezes a ação integral é denominada como controle de restabelecimento (*reset*), enquanto que a parte proporcional é essencialmente um amplificador de ganho ajustável.

$$\frac{U(s)}{E(s)} = k_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (4.4)$$

O controle proporcional-integral-derivativo (PID), que possui função de transferência apresentada na Equação (4.5), combina além das ações do controlador PI, a ação da parte derivativo. A ação derivativa é representada por T_d , que é uma constante de tempo derivativa. A ação deste controle é onde a magnitude de saída do controlador é proporcional à taxa de variação do sinal de erro atenuante. A constante de tempo T_d é o intervalo de tempo no qual a ação derivativa avança o efeito da ação de controle proporcional, ou seja, esta parte do controle tem caráter antecipatório. A ação combinada das partes proporcional, integral e derivativa possui as vantagens de cada uma (Ogata, 2000).

$$\frac{U(s)}{E(s)} = k_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} + T_d s \right) \quad (4.5)$$

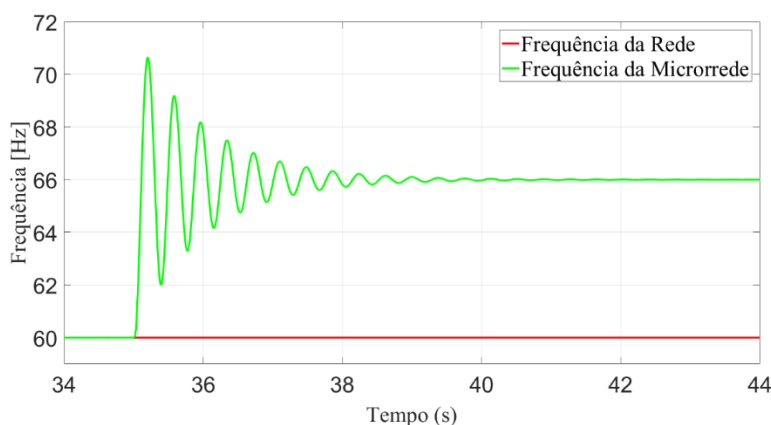
Os controladores presentes no sistema de controle de sincronismo mostrado na Figura 37 devem ser modelados para que os valores atribuídos sejam representativos do comportamento da resposta da planta em malha aberta. Dessa forma, para atribuir os valores dos ganhos do controlador de frequência, é preciso modelar a função de transferência em malha aberta através da resposta ao degrau e em seguida fazer o projeto do controlador pelo método do Lugar das Raízes, por exemplo. Como a resposta do compensador de fase está relacionada



com o de frequência, os ganhos do controlador de fase foram obtidos simulando valores de ganho proporcional que garantam menores variações na fase no momento de sincronismo (Caetano, 2017).

Para iniciar o processo de modelagem, primeiro é verificada a resposta da frequência a um degrau de 10% de seu valor nominal em um instante de tempo arbitrado em 35 segundos de simulação. Esta resposta está apresentada na Figura 37. Percebe-se que a resposta é bastante oscilatória, atingindo um pico em aproximadamente 70,65Hz e estabilizando em 66Hz (o degrau de 10% esperado) em aproximadamente 41 segundos de simulação.

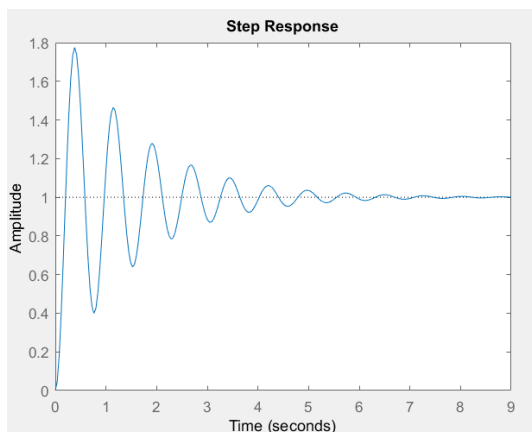
Figura 37. Resposta do sinal de frequência da microrrede ao degrau unitário.



Fonte: O autor

Normalizando a resposta mostrada na Figura 37, obtém-se a resposta apresentada na Figura 38. É esta resposta que torna possível a obtenção dos valores para identificação da função de transferência em malha aberta da planta para o controle de frequência.

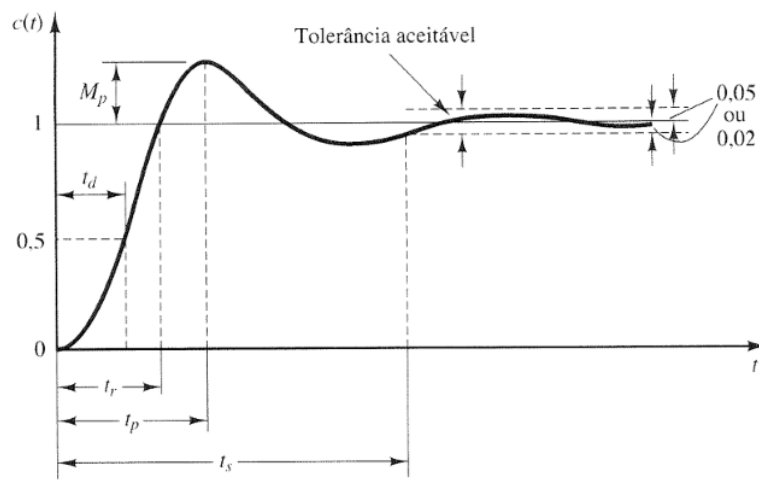
Figura 38. Resposta normalizada ao degrau para o sinal de frequência.



Fonte: O autor

O sinal mostrado na Figura 38 e o sinal mostrado na Figura 39 apresentam semelhanças, visto que os dois possuem certo amortecimento até a estabilização da resposta. A Figura 39 apresenta a curva típica de uma função de transferência de segunda ordem, dessa forma, é possível classificar a resposta em frequência obtida como também de segunda ordem. A Equação (4.6) apresenta a fórmula padrão para que, com os dados retirados analisando a Figura 38, torne-se possível chegar a uma função que de fato represente a função de transferência em malha aberta da frequência da planta da microrrede analisada.

Figura 39. Curva típica de resposta ao degrau unitário definindo seus parâmetros.



Fonte: Ogata (2000)

$$G(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (4.6)$$

Para a obtenção das variáveis ω_n e ξ serão aplicadas as Equações (4.7) e (4.8).

$$M_p = e^{\left(\frac{-\pi\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \right)} \quad (4.7)$$

$$\omega_n = \frac{4}{t_s \xi} \quad (4.8)$$

Os parâmetros apresentados na Figura 39 são o tempo de atraso (t_d), tempo de subida (t_r), instante de pico (t_p), tempo de acomodação (t_s) e a máxima ultrapassagem (M_p). Porém, a obtenção das variáveis necessária para a função de transferência da equação (4.6), só usará as variáveis M_p e t_s . A máxima ultrapassagem é o máximo valor de pico apresentado na curva de resposta medido a partir do valor unitário. O tempo de acomodação é o tempo necessário para

que a curva de resposta alcance valores dentro da faixa de tolerância em torno do valor final e então permaneça constante (Ogata, 2000).

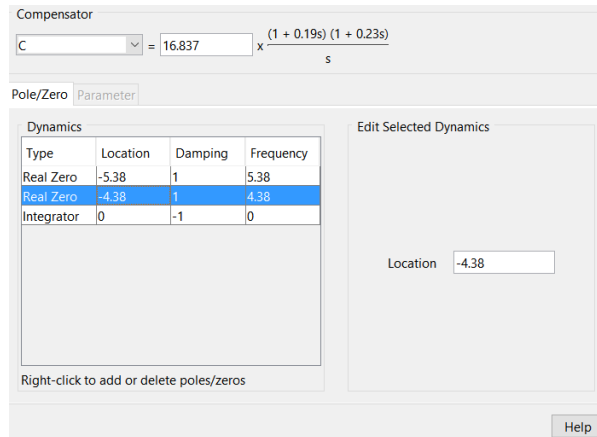
Através da Figura 38 foram obtidos os valores de M_p e t_s , que são 0,775 segundos e 6 segundos, respectivamente. Através do valor de M_p , substituindo na Equação (4.7), obtém-se o valor de ξ aproximadamente igual a 0,08087. Sabendo-se ξ e t_s , através da Equação (4.8) obtém-se a variável ω_n , aproximadamente igual a 8,2438.

Conhecendo-se os valores de todas as variáveis necessárias, estas serão substituídas na função de transferência padrão, a Equação (4.6), obtendo-se, então, a função de transferência da frequência em malha aberta, apresentada na Equação (4.9).

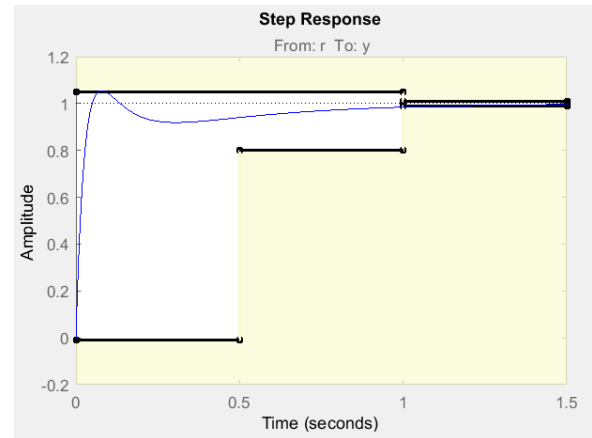
$$G(s) = \frac{67,96}{s^2 + 1,33335s + 67,96} \quad (4.9)$$

Para calcular os parâmetros das ações do controlador PID apresentados na Equação (4.5) e assim obter o controlador adequado, utilizou-se o *software* Matlab e a função *rltool*. Esta função especifica o lugar geométrico das raízes. Com ela, torna-se possível projetar um controlador específico para a função de transferência de forma a atender os requisitos de projeto desejados. Nesta situação, designa-se como requisitos de projeto que a máxima ultrapassagem e o tempo de acomodação sejam menores ou iguais a 5% e 0,2 segundos, respectivamente.

Foram testados valores atribuídos para os locais dos zeros, conforme figura 40, para que a resposta apresentada na Figura 38 atinja os requisitos de projeto através do fechamento da malha com o controlador projetado. A escolha dos locais dos zeros ocorreu analisando a resposta ao degrau unitário em malha fechada de acordo com a mudança da localização dos zeros na função. Assim, é possível obter a resposta satisfazendo os requisitos, como apresenta-se na Figura 41.

Figura 40. Projeto do controlador.

Fonte: O autor

Figura 41. Resposta ao degrau unitário em malha fechada.

Fonte: O autor

Na Figura 40 identifica-se a função de transferência do controlador (ou compensador C). Organizando de forma a ficar no mesmo modelo da Equação (4.4), chega-se à Equação (4.10) do controlador.

$$C(s) = 7,07154 + \frac{1}{0,05939s} + 1,359s \quad (4.10)$$

Portando, os valores das ações proporcional, integral e derivativa são 7,07154, 0,05939 segundos e 1,359 segundos, respectivamente.

De forma a não interferir nas respostas dos sinais de frequência e tensão, para o controle de fase foi projetado um controlador PI, onde a ação proporcional e integral é igual a 1 e a 0, respectivamente.

4.12 Considerações Finais

Este capítulo apresentou os elementos principais da planta da usina siderúrgica. Todos estes elementos foram detalhados como foram modelados no *software* PSCAD e como foram obtidos os parâmetros adotados. Os sistemas de controle responsáveis pela boa operação desta microrrede também foram apresentados, mostrando como são implantados, calculados e modelados.

O próximo capítulo apresentará os resultados obtidos da microrrede modelada neste capítulo durante as principais manobras operacionais: transitórios durante microrrede ilhada, conexão com a rede principal, desconexão e reconexão.



Capítulo 5: Resultados e Análises

A partir da construção da plataforma de simulação em PSCAD e dos parâmetros apresentados no Capítulo 4, é possível obter os resultados. Os modelos apresentados até aqui são referentes aos equipamentos existentes na planta real, dessa forma, através dos resultados que serão apresentados neste capítulo, será possível analisar a dinâmica que se desenvolve hoje na planta real e apresentar possíveis melhorias.

Para compor o procedimento de simulação, inicialmente considerou-se a microrrede completamente desligada e ilhada, ou seja, encontra-se isolada da rede principal da concessionária de energia e nenhum de seus componentes está conectado com o barramento. A partir dessa condição, primeiro os geradores síncronos entram em operação e depois as cargas são conectadas. Os instantes de conexão destes componentes da microrrede foram escolhidos de forma que cargas muito altas não iniciem suas operações juntas, não impactando em grandes transitórios. Estes instantes de partida estão no Quadro 10.

Quadro 10. Instante de conexão de cada componente da microrrede.

Elementos		Tempo [s]
Geradores	GS1	3
	GS2	6
	GS3	8
	GS4	12
Cargas	Soprador 2	20
	Soprador 1	22
	Fox 3	24
	Fox 2	26
	Aciaria 2	28
	Fox 1	30
	Utilidades	35
	Alto Forno 2	45
	Sinterização	55
	Alto Forno 1	62
	Aciaria 1	70

Fonte: O autor.

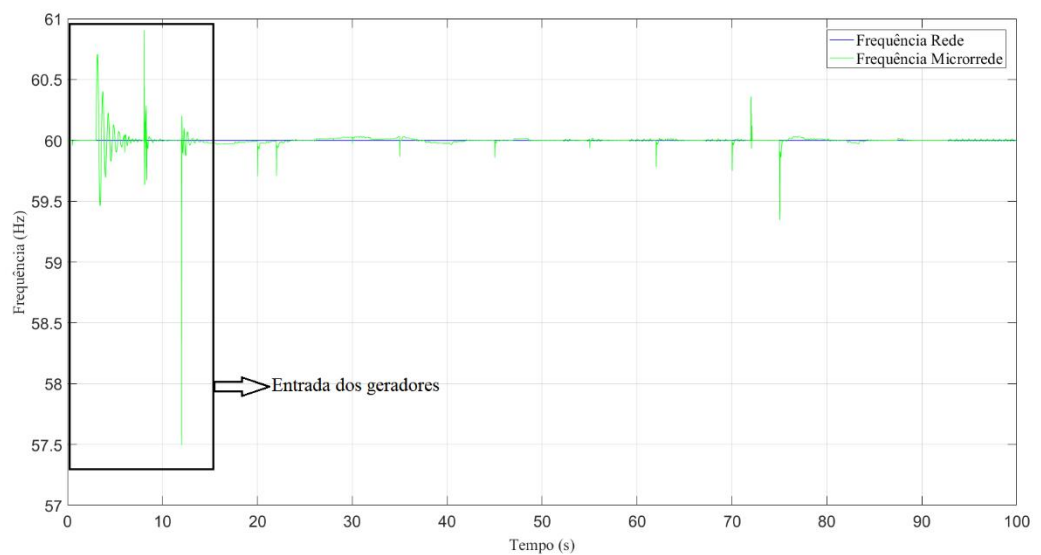
Após a conexão de todos os componentes ao barramento da microrrede, inicia-se o procedimento de sincronização e a chave de conexão da microrrede com a rede principal somente será fechada quando os requisitos de frequência, tensão e fase apresentados no Quadro 9 estiverem satisfeitos. Sincronizada, considera-se que a microrrede operará conectada à rede



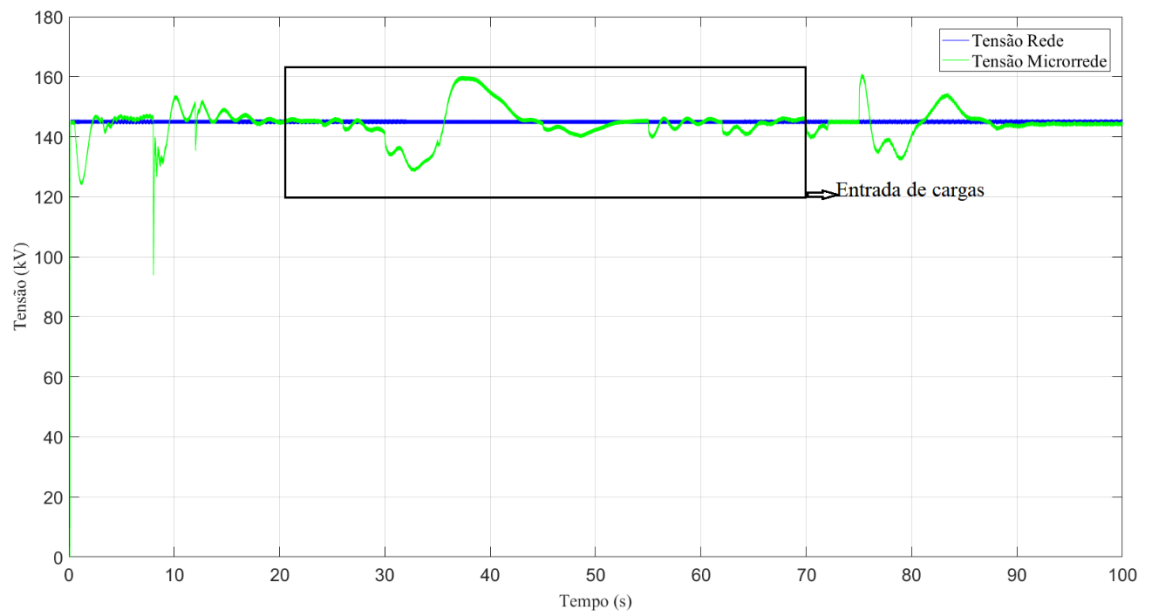
principal por um tempo e depois se isolará novamente. Para a dinâmica de simulação, foi adotado que o primeiro sincronismo ocorre em 72 segundos, ou seja, após a conexão de todos os componentes da microrrede. A microrrede se manterá conectada à rede principal por 3 segundos, após isso ocorrerá o isolamento da microrrede, que se desconectará da rede principal no instante 75 segundos da simulação.

A dinâmica de frequência, tensão e fase do sistema durante todo o período abrangido pela simulação pode ser visto nas Figuras 42, 43, 44 e 45, respectivamente.

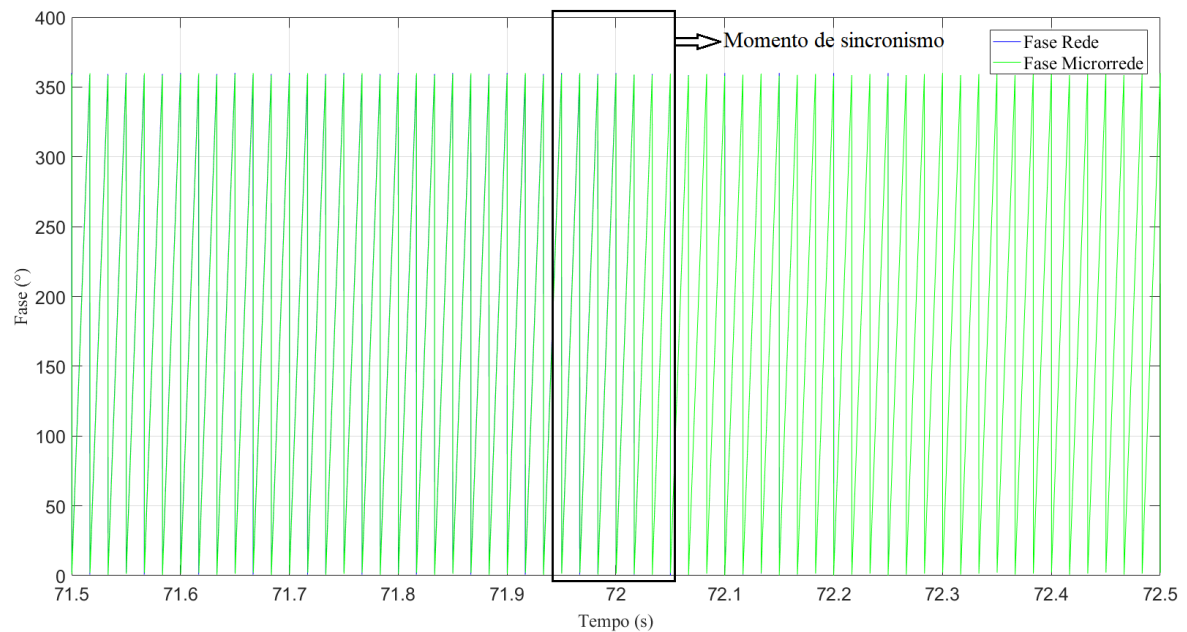
Figura 42. Comportamento da frequência.



Fonte: O autor

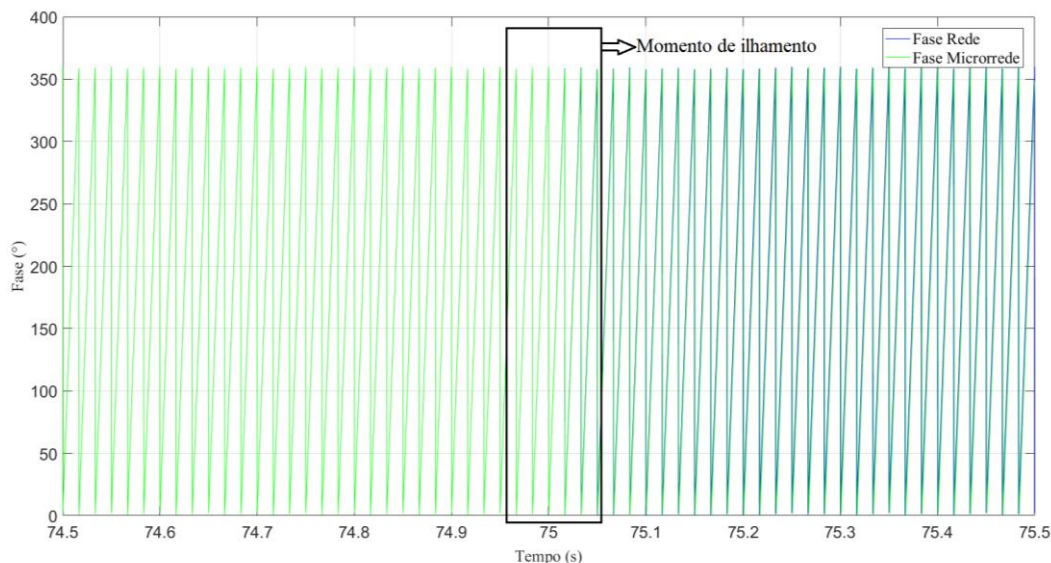
Figura 43. Comportamento da tensão.

Fonte: O autor

Figura 44. Comportamento da fase no momento do sincronismo da rede com a microrrede.

Fonte: O autor

Figura 45. Comportamento da fase no momento em que a microrrede se isola novamente.



Fonte: O autor

Nas Figuras 42 e 43 pode-se ver que a tensão e a frequência oscilam em torno de seus valores nominais (145kV para a tensão e 60Hz para a frequência). Percebem-se variações nos valores em alguns instantes. Estas variações estão relacionadas com a entrada de algum componente no sistema, seja ele um gerador síncrono em 8 segundos, por exemplo, ou cargas, em 35 segundos, por exemplo, porém, o sinal retorna ao seu valor de referência.

Na Figura 44 e 45 pode ser observado o comportamento da fase. Verifica-se, na Figura 44, que no momento de sincronismo os sinais de fase da rede e da microrrede estão sobrepostos, ou seja, sincronizados e satisfazendo os critérios de sincronismo. É apresentado na Figura 45 o momento de ilhamento da microrrede. Nesta figura verifica-se que ocorre o desfasamento entre os sinais da rede e da microrrede, deixando de estarem sobrepostos.

Quando o sistema se isola novamente, no instante 75 segundos, é observado um transitório maior de tensão, com um valor máximo atingindo aproximadamente 160kV, que equivale a uma variação de 10% em relação ao valor de referência da rede. Após este transitório a planta passa a operar normalmente, ou seja, em torno dos seus valores de referência.

Não existe uma norma para padronizar qual o valor aceitável de um transitório, porém, de acordo com o Prodist (2012) é possível classificar o evento, segundo seu fator de impacto (FI) e a estratificação da variação de tensão de curta duração (VTCD). Segundo Prodist (2012)

o transitório apresentado no instante 75s pode ser enquadrado como uma VTCD visto que é inferior a 3 minutos.

Uma vez classificado o transitório como uma VTCD, o enquadramento na estratificação é feito baseado no comportamento da tensão na Figura 43, cuja amplitude do transitório chega a aproximadamente 1,2 pu por aproximadamente 1,5 segundos. De acordo com o Quadro 11 retirado do Prodist (2012), vê-se que esta VTCD deve ser enquadrada na Região I.

Quadro 11. Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min]
> 1,15	REGIÃO H			REGIÃO I			
(1,10 - 1,15]							
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A			REGIÃO G			
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B	REGIÃO D		REGIÃO F			
(0,60 - 0,70]							
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C	REGIÃO D		REGIÃO F			
(0,40 - 0,50]							
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E			REGIÃO F			
(0,20 - 0,30]							
(0,10 - 0,20]							
< 0,10							

Fonte: Prodist (2012)

Para classificar o FI, utiliza-se a expressão apresentada na Equação (5.1), onde f_{ei} é a frequência de ocorrência de eventos de VTCD em um período de 30 dias consecutivos, para cada região de sensibilidade i , sendo $i=A, B, C, D, E, F, G, H$ e I , fp_i é o fator de ponderação para cada região de sensibilidade i , estabelecido de acordo com a relevância do evento, correlacionando sua amplitude e duração. A variável FI_{BASE} é o fator de impacto base, obtido do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de ocorrência em um período de 30 dias de VTCD para cada região de sensibilidade.

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} \cdot fp_i)}{FI_{BASE}} \quad (5.1)$$

Através de dados reais da planta analisada nesta dissertação, é considerado que, no máximo, 1 vez ao mês ocorre o ilhamento da microrrede. De acordo com a dinâmica de ilhamento deste sistema simulada nesta dissertação, o f_{ei} é igual a 1. O fp_i e o FI_{BASE} são obtidos através do Quadro 12 apresentado aqui e retirado também do Prodist (2012).

Quadro 12. Fatores de ponderação e Fator de Impacto Bae de acordo com a tensão nominal.

Região de Sensibilidade	Fator de Ponderação (f_p)	Fator de Impacto Base (FI_{BASE})	
		$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
A	0,00	2,13	1,42
B	0,04		
C	0,07		
D	0,15		
E	0,25		
F	0,36		
G	0,07		
H	0,02		
I	0,04		

Fonte: Prodist, 2012

Sabendo-se que a região de sensibilidade classificada neste caso foi I e que a tensão de operação do sistema é 145kV, observando o Quadro 12 é visto que f_{p_i} é 0,04 e FI_{BASE} é 1,42. Substituindo os valores na Equação (5.1), tem-se que:

$$FI = \frac{(3 \times 0,04)}{1,42} \cong 0,0282$$

De acordo com Deckmann (2018), quando o resultado obtido de FI for menor ou igual a 1 pu durante uma análise de 30 dias consecutivos, então o sistema não viola a regulamentação, sendo assim a dinâmica aceita perante a concessionária. Como já dito anteriormente, por falta de regulamentação específica para microrrede em operação ilhada, adota-se neste trabalho as mesmas análises feitas por Prodist (2012). Sendo assim, a dinâmica apresentada por esta microrrede durante o ilhamento obedece aos requisitos determinados no Prodist (2012).

Pode-se observar que a tensão e a frequência possuem dinâmicas pouco oscilatórias em torno de seus valores nominais. A variação de tensão foi o mais perceptível. A tensão, apesar de estar próxima ao seu valor nominal, quando passa por um transitório, apresenta uma resposta de certa forma lenta até atingir o valor esperado, podendo. Observa-se na Figura 43 que esta resposta de estabilização pode chegar até 10 segundos. Então, chegou-se à conclusão de que era necessário implementar um sistema de excitação mais eficiente.

5.1 Sugestão para o Controle de Excitação do Gerador

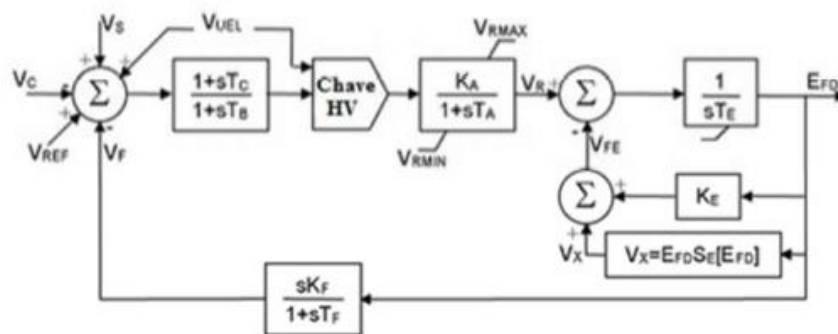
Visando obter desempenhos mais satisfatórios, nesta subseção será apresentada uma proposta de melhoria na resposta dos transitórios para esta microrrede. Percebe-se, através da Figura 43, que o sinal de tensão não atinge seu valor de referência com a rapidez após ocorrência

de transitórios. Como visto na subseção 3.2, o sistema de excitação é responsável por controlar a regulação da tensão. Portanto, é neste controle que a proposta de melhoria deve atuar.

Diante de pesquisas bibliográficas, como Carletti (2015), Marques (2011) e Martins (2013), vê-se que o sistema de excitação DC1A é empregado em diversos modelos usados para análises de desempenho de geradores síncronos em variadas aplicações. Nesta dissertação, optou-se por usar também o sistema de excitação DC1A.

O sistema DC1A faz parte do grupo de excitação CC, apresentado na Subseção 3.2.1 deste trabalho. É demonstrado na Figura 46 o modelo de excitação padrão IEEE 421.5 (2006). Este modelo é usado para representar excitadores de comutação controlados por campo com reguladores de tensão de atuação contínua. Este sistema de excitação é amplamente utilizado, de forma que, quando não se sabe qual é o sistema de excitação empregado, o sistema DC1A é o escolhido. O principal sinal de entrada no sistema DC1A é V_c , que corresponde à tensão nos terminais do gerador síncrono. No primeiro somador, V_c é subtraído do valor da tensão de referência do sistema, V_{ref} , e, se for utilizado, da saída do sinal estabilizador V_s , resultando então um sinal de erro que controla o sistema de excitação. Neste mesmo somador, encontra-se a subtração do sinal V_f . Este sinal deriva da tensão elétrica do enrolamento de campo do gerador síncrono e é representado por um ganho de realimentação negativa K_F e uma constante de tempo T_F . O ajuste dos parâmetros do bloco de compensação/estabilização do sinal V_F permite minimizar os desvios de fase introduzidos pelos atrasos de diversos pontos do sistema de excitação.

Figura 46. Diagrama de blocos do modelo para o sistema de excitação DC1A.



Fonte: Carletti (2015)

O regulador de tensão do sistema de excitação possui um compensador *lead-lag* e um amplificador. O bloco de Chave HV corresponde a um seletor de maior valor que poderá ser utilizado, entre o sinal de saída do bloco de *lead-lag* e o sinal V_{UEL} que indica proteção de

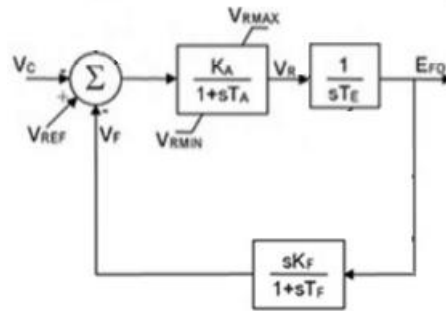
subexcitação do sistema de excitação. O bloco *lead-lag* possui parâmetros T_C e T_B , que correspondem às constantes de tempo de redução do ganho transitório a altas frequências inerentes à operação do regulador de tensão.

O bloco amplificador do regulador de tensão, representado pelo parâmetro K_a e constante de tempo T_a , garante ganhos elevados a baixas constantes de tempo. O sinal V_R de saída do regulador é utilizado para controlar a excitatriz, que pode ser auto-excitada ou de excitação independente. O bloco contendo a expressão $S_E(E_{FD}) \cdot E_{FD}$ representa a saturação da excitatriz. O termo “ $S_E(E_{FD})$ ” origina-se de uma função não linear, determinada para dois ou mais valores de E_{FD} e que equivalem à saturação, para um determinado valor de tensão do enrolamento de campo do gerador síncrono E_{FD} . O bloco contendo o parâmetro K_E , corresponde à excitatriz quando for auto excitada, para a qual o valor de K_E reflete no campo do gerador de corrente contínua. Sendo a excitatriz auto excitada ou de excitação independentes, ambos os modelos estão sempre associados a uma constante de tempo T_E (Marques, 2011).

Para efeitos de simplificação, os efeitos de saturação magnética do gerador CC, que atua neste sistema como excitatriz, foram desprezados. Dessa forma, a saída V_x do bloco de saturação na realimentação do modelo da excitatriz será considerada nula. Outra forma de simplificação é o ajuste do parâmetro K_E para 1, caracterizando que a máquina CC modelada como excitatriz tem excitação independente (Carletti, 2015). A variável V_{UEL} não será utilizada neste trabalho. Os valores de T_C e T_B são usualmente muito pequenos, podendo ser considerados nulos. Com a desconsideração de V_{UEL} , T_C e T_B , o bloco de Chave HV, que representa um seletor de maior valor, pode ser também retirado do diagrama. A partir das simplificações, a saída do primeiro somador alimentará diretamente o regulador de ganho K_a e constante de tempo T_a (Carletti, 2015).

É apresentado na Figura 47 o diagrama de blocos simplificado para o modelo do sistema de excitação DC1A. Os parâmetros utilizados para este modelo simplificado seguem no Quadro 13 e são os mesmos para os sistemas de excitação dos três primeiros geradores síncronos, que foram utilizados conforme Carletti (2015) e por valores sugeridos pelo próprio PSCAD.

Figura 47. Diagrama de blocos do sistema de excitação DC1A simplificado.



Fonte: IEEE 421.5 (2006), modificado pelo próprio autor

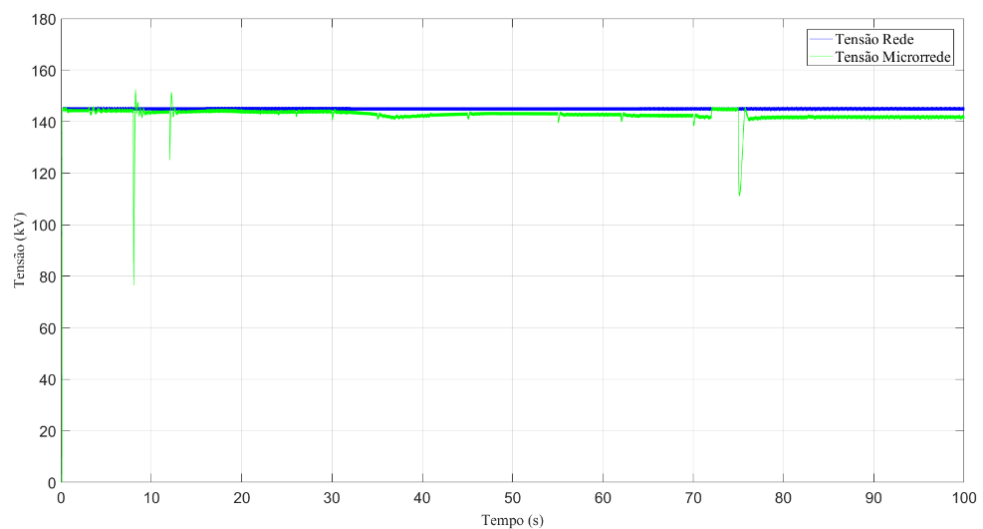
Quadro 13. Parâmetros para o modelo simplificado DC1A.

Parâmetros	Unidade	Valor
K_a	pu	100
T_a	s	0,001
K_F	pu	0,001
T_F	s	0,1
T_E	s	0,01
V_{RMAX}	pu	10
V_{RMIN}	pu	-10

Fonte: Carletti (2015) e biblioteca do PSCAD (2018)

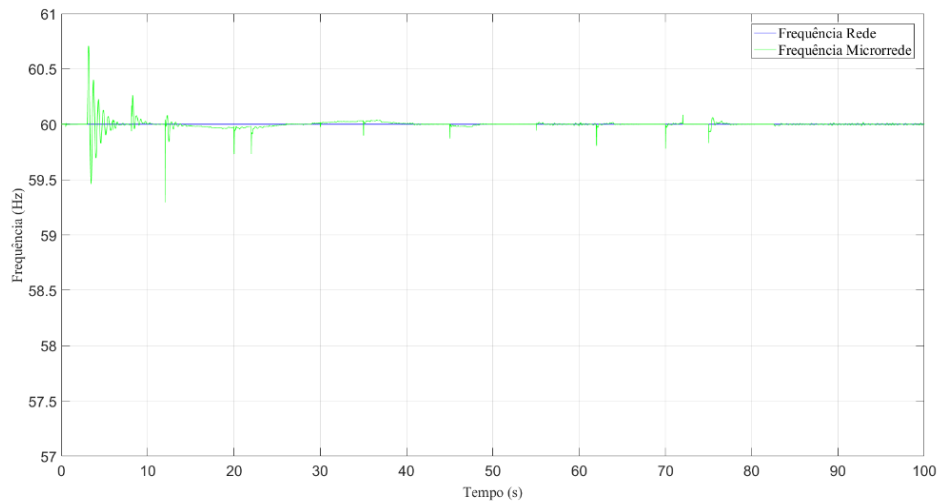
Apresentam-se nas Figuras 48, 49 e 50 as respostas da tensão, frequência e fase, respectivamente, da microrrede seguindo a mesma dinâmica de simulação já apresentada, porém com a utilização do sistema de excitação proposto.

Figura 48. Comportamento tensão para a microrrede com o modelo do sistema de excitação DC1A.



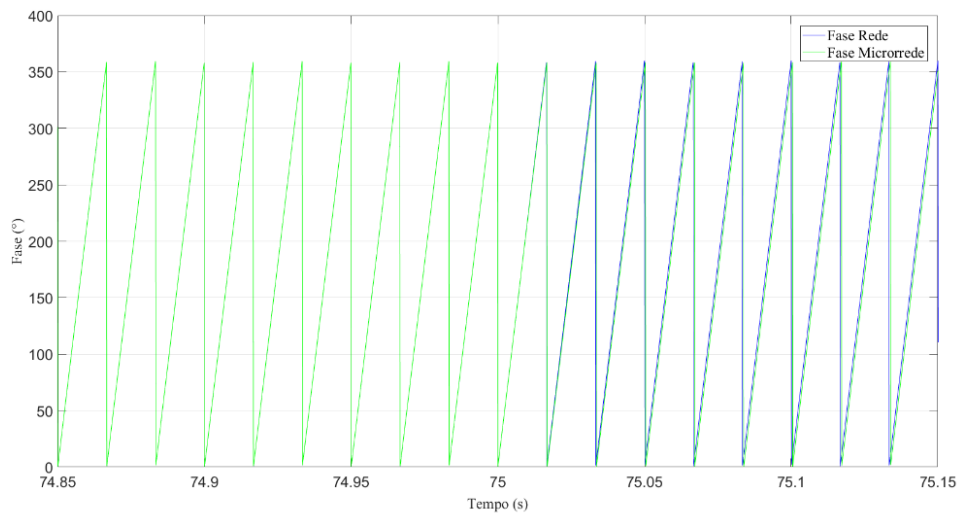
Fonte: O autor

Figura 49. Comportamento da frequência para a microrrede com o modelo do sistema de excitação DC1A.



Fonte: O autor

Figura 50. Comportamento da fase para a microrrede, no momento do isolamento, com o modelo do sistema de excitação DC1A.

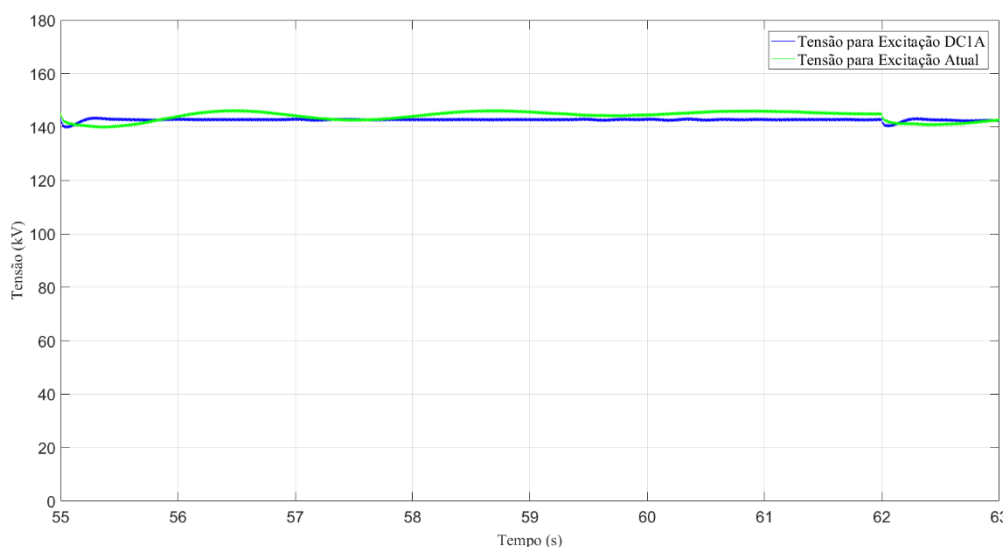


Fonte: O autor

Analisando as respostas de tensão para as duas situações nas Figuras 44 e 48, é possível verificar respostas mais estáveis e rápidas com as melhorias sugeridas no sistema de excitação. Na resposta de tensão durante a conexão dos geradores síncronos e cargas é visto que ocorrem transitórios, porém, tais transitórios possuem amplitudes menores além de retornarem ao valor de tensão de operação da ilha mais rápido do que utilizando o sistema de excitação atualmente adotado.

Para exemplificar a melhora da regulação da tensão, analisa-se a conexão da carga Sinterização, que ocorre no instante 55 segundos de simulação, e o ilhamento da microrrede, que ocorre em 75 segundos de simulação. Para a conexão da carga, na Figura 44, vê-se que ocorre um transitório de aproximadamente 3,5% do valor de tensão em que a microrrede está operando, retornando ao valor de tensão de operação aproximadamente 7 segundos, ou seja, entre os instantes 55 e 62 segundos de simulação. Para esta mesma conexão de carga durante a operação do sistema com a melhoria da excitação, observa-se um transitório de tensão de aproximadamente 1,4%, retornando ao seu valor em menos de meio segundo de simulação. Esta comparação de respostas para os dois sistemas de excitação é apresentada na Figura 51.

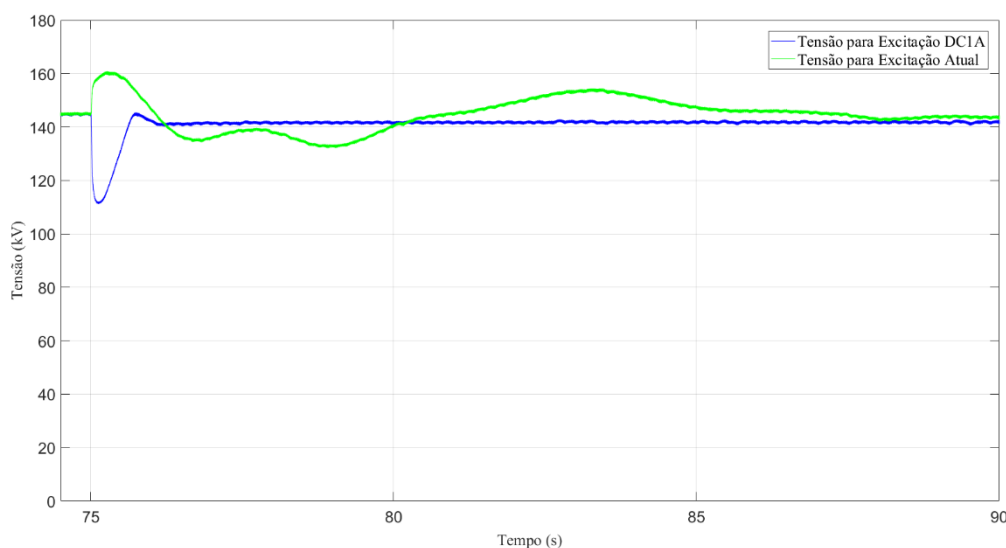
Figura 51. Comparação entre os sinais de tensão da microrrede utilizando o sistema de excitação atual e o DC1A durante a conexão da carga Sinterização.



Fonte: O autor

Observando o momento em que a microrrede se desconecta da rede principal (no instante 75 segundos de simulação), utilizando o sistema atual de excitação, ocorre uma variação de tensão de aproximadamente 10%, retornando ao seu valor de operação após 15 segundos, ou seja, no instante 90 segundos de simulação. Para a situação simulada de melhoria, esta variação de tensão representa 30%, porém retornando ao seu valor de operação em 1 segundo. Estas comparações expostas neste parágrafo podem ser melhor visualizadas através da Figura 52.

Figura 52. Comparação entre os sinais de tensão da microrrede utilizando o sistema de excitação atual e o DC1A durante a desconexão da microrrede com a rede principal.



Fonte: O autor

É perceptível que com a inclusão do novo sistema de excitação as respostas dos sinais de frequência e tensão trabalham mais próximos aos seus valores de referência. Além disso, nota-se que após um transitório, a resposta consegue ser regulada de forma mais rápida do que o sistema anterior. O instante mais crítico desta operação é no momento de desconexão da microrrede com a rede principal. Porém, apesar de a tensão apresentar um transitório maior nesta situação, é visto que a regulação de tensão ocorre mais rapidamente.

No instante 75 segundos, que é o momento de ilhamento da microrrede, ainda é apresentado um transitório mais elevado. Aplicando aqui a análise de Fator de Impacto apresentada anteriormente, tem-se que a VTCD apresenta um Afundamento Momentâneo de Tensão, visto que a tensão atingiu aproximadamente 68% da tensão de referência durante um intervalo de tempo inferior a 3 segundos.

Analisando novamente o Quadro 11, verifica-se que, nesta situação, a estratificação está na Região F. Pelo Quadro 12, vê-se que o fp_i é 0,36 e o FI_{BASE} 1,42. Portando, aplicando a Equação (5.1) para esta situação, o FI encontrado resulta em aproximadamente 0,2535. Apesar deste resultado ser pior do que o resultado de FI do sistema original, a operação do sistema ainda está respeitando os parâmetros do Prodist (2012).

Capítulo 6: Conclusão

Nesta dissertação foi simulada a planta da microrrede de uma siderúrgica local com autorização para ilhamento intencional. Através de parâmetros existentes dos geradores síncronos, turbinas e governador, foi possível estudar uma melhoria sistemas de controle e parâmetros para que a planta operasse com melhor desempenho dinâmico. As melhorias proporcionadas pelos estudos apresentados nesta dissertação englobam uma maior obtenção do aproveitamento dos gases na geração de energia, maior estabilidade do sistema durante transitórios e manobras de sincronismo e ilhamento e a diminuição do tempo de resposta do sinal de tensão perante ao acontecimento de transitórios.

Foi verificada, inicialmente, a necessidade da implementação da central de controle da microrrede e do IED, que são controles capazes de fazer um sincronismo entre microrrede e rede seguindo os parâmetros corretos, sem que ocorressem transitórios muito bruscos danificando os equipamentos da planta. Além disso, foi calculado, de acordo com a dinâmica da microrrede, um valor de *droop* adequado para a utilização de gás de siderurgia satisfazendo as diretrizes internas para a produção de energia elétrica através das turbinas e geradores.

Através da identificação do modelo da função de transferência da microrrede estudada nesta dissertação, foi possível obter os parâmetros dos controladores PI e PID, a serem utilizados no CCMR no processo de sincronismo. Estes são controladores responsáveis pela correção da diferença de tensão, frequência e fase entre o sinal medido da rede e o da microrrede, realizando assim um sincronismo mais automatizado e eficiente.

Com toda a planta real modelada, foram apresentadas as respostas dos sinais de tensão, fase e frequência e verificou-se que a planta opera estável no modo isolado e conectado à rede. Consegue, a partir da condição de operação conectada, operar ilhada intencionalmente e manter a estabilidade. Porém, o desempenho dinâmico da microrrede apresenta alguns transitórios que devem ser melhorados para a garantia de uma melhor estabilidade. Dessa forma, foi recomendada a troca do sistema de excitação dos três primeiros geradores, visto que mantendo o sistema de excitação atual do GS4 a planta operou bem, conforme apresentado no capítulo anterior. Esta troca foi recomendada apenas para os três primeiros sistemas visto que, em testes, o sistema de excitação atual do gerador 4 não apresentou mudanças.

O sistema de excitação proposto para a melhoria de resposta do sistema foi o modelo DC1A. Este modelo de excitação é amplamente utilizado em variadas aplicações, apresentando respostas mais rápidas e componentes de compensação e estabilização minimizando os desvios de fase introduzidos pelos atrasos do sistema.

Com a troca para o sistema proposto, os sinais de tensão, frequência e fase foram medidos novamente na simulação e, apresentaram melhorias, demonstrando maior rapidez na resposta durante transitórios.

A partir dos resultados e das análises, sugere-se que seja feito na microrrede a regulação do *droop* e a implementação do sistema de controle de sincronismo proposta nesta dissertação. Com isso, apresentará um sistema capaz de operar isolado da rede principal da concessionária, de forma a não sofrer *blackouts*, possuindo desta forma uma planta de microrrede estável. Além disso, adotando a melhoria proposta no sistema de excitação, a microrrede poderá operar de forma mais satisfatória, garantindo melhor regulação de tensão do sistema.

6.1 Trabalhos Futuros

A partir da modelagem da microrrede, pode-se integrar na simulação a parte do sistema de geração de gás e caldeiras da termoeletrica modelando assim todo o processo de produção de energia elétrica a partir do aproveitamento dos gases.

Desenvolver modelos matemáticos representativos do sistema térmico, elétrico e cargas para verificação de outras estratégias de controle com o objetivo de melhorar a estabilidade do sistema operando isolado ou conectado à rede principal.

Sugere-se também o desenvolvimento da análise financeira englobando as mudanças apresentadas nesta dissertação. Como por exemplo, o custo e benefício e o *payback* para o investimento a ser feito para implementar as sugestões desta dissertação no sistema real da usina siderúrgica.

Referências Bibliográficas

AHMED, M. N.; et al. “Na Overview on Microgrid Control Strategies”, International Journal of Engineerig and Advanced Technology – IJEAT, vol. 4, no. 5, June, 2015.

Aneel Glossário. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/glossario>>. Acesso em: 24 de fevereiro de 2018

Aneel, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8: Qualidade de Energia Elétrica”, 2017

ArcelorMittal Tubarão em 33 fatos. Disponível em <<http://tubarao.arcelormittal.com/pdf/galeria-midia/relatorios-publicacoes/arcelormittal-tubarao-33-fatos.pdf>>. Acesso em: 24 de fevereiro de 2018

ARAUJO, T. C. “Análise de Máquina Síncrona de Polos Salientes Sólidos”, Projeto de Graduação em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.

AZEVEDO, G. M. de S. “Controle e Operações de Conversores em Microrredes”, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, 2012.

BABAZADEH, M.; KARIMI, H. “Robust Decentralized Control for Islanded Operation of a Microgrid”, Power and Energy Society General Meeting, Detroit, 2011.

BARSALI, S. et al. “Control Techniques of Dispersed Generators to Improve the Continuity of Eletricity Supply”, Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE. 27-31 Jan. 2002

BENTO, F. R. O. “Uma Metodologia para Reconfiguração de Redes Inteligentes”. Dissertação de Mestrado em Energia, Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, Espírito Santo, 2013.



BIDRAM, A.; DAVOUDI, A. “Hierarchical Structure of Microgrids Control System”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol.3, no. 4, pp. 1963-1976, May 2012

BLAIR, T. H. “Energy Production Systems Engineering: An Introduction for Electrical Engineers to Electrical Power Generation Facilities, Systems and Equipment”. 1 ed. IEEE Press Series on Power Engineering, 2017

BORGES, P. V. S. “Análise Regulatória e Econômica de Microrredes Elétricas no Brasil”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

BOUZID, A. M. et. al. “A Survey on Control of Electric Power Distributed Generation Systems for Microgrid Applications”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 44, pp. 751-766. 2015

CAETANO, L. B. G.; FARDIN, J. F.; SALLES, A. L. F. “Análise e Controle para Manobras de Ilhamento de um Autoprodutor de Energia Elétrica”, Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, 2017. SBAI 2017. pp. Outubro 2017

CAETANO, L. B. G. et. al. “Analysis and Control for Island Maneuver of a Self-Producer of Electrical Energy”, 10th Seminar on Power Electronics and Control, 2017. SEPOC 2017. pp. Outubro 2017

CAI, N.; MITRA, J. “A Decentralized Control Architecture for a Microgrid with Power Electronic Interfaces”, North American Power Symposium (NAPS), USA, 2010.

CAMPOS, M. C. M. M.; TEIXEIRA, H. C. G. “Controles Típicos de Equipamentos e Processos Industriais”, Editora Blucher, 1^a ed., 2006.

CARLETTI, D. “Desenvolvimento de um Gerador Síncrono Virtual para o Controle de Inversores na Geração Distribuída”. Dissertação de Mestrado, PPGEE, UFES, Vitória, 2015



CHO, C. et. al. “Active Synchronizing Control of a Microgrid”, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 26, no. 12, December, 2011

COSTA, A. J. A. S.; SILVA, A. S. “Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência”, Florianópolis, 2000. Disponível em: <<http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/dincont/>>. Acesso em: 03 de março de 2018

DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A. “Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica”. Disponível em: <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/qualidade/a7.pdf&gws_rd=cr&dcr=0&ei=-XqRWvLpEMXGwATnj5WQAw>. Acesso em: 11 de março de 2018

FITZGERALD, A. E.; JR, C. K.; UMANS, S. D. “Máquinas Elétricas”, 6 ed. Editora McGraw-Hill, 2006

GUERRERO, J. M., et. al., “Hierarchical Control of Power Plants with Microgrid Operation”, IECON 2010 – 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, Glandale, 2010.

HAMILTON, E. R. “Considerations for Generation in an Islanded Operation”, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 46, no. 6, pp. 2289-2298

HATZIARGYRIOU, N. D., et. al., “MICROGRIDS – Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids”, 41st International Council on Large Electric Systems, Paris, 2006

IEEE Committee Report, “Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies”. IEEE PES Winter Meeting 1973, vol., no., pp. 1904-1915.

IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992)

IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above, IEEE Std C50.13-2014 (Revision of IEEE Std C50.13-2005)



IEEE-PES Task Force on Microgrid Control (2014). Trends in Microgrid Control, vol. 5, no. 4, pp. 1905-1919

JORDÃO, R. G. “Máquinas Síncronas”, 1 ed. Editora LCT, Rio de Janeiro, 1980.

KOCHOLIK, A.; INCOTE, M. C. M. “Simulador Fasorial para Análise do Comportamento do Gerador Síncrono de Polos Salientes Conectado em Barramento Infinito Operando em Regime Permanente”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Curso de Engenharia Industrial Elétrica/Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2009.

KUNDUR, P. et. al. “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 2, pp. 1387-1401, May 2004.

KUNDUR, P. “Power System Stability and Control”, Editora McGraw-Hill, 1994

LASSETER, R. H. “Microgrids”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting Conference Proceedings, vol. 1, pp. 305-308, 2002.

LI, Y.; LI, Y.W. “Decoupled Power Control for an Inverter Based Low Voltage Microgrid in Autonomous”, IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC), 2009.

LIMA, J. M. “Modelos de Reguladores: Sua Aplicação no Sistema Elétrico do Norte de Angola, na Ótica do Produtor Independente”. Dissertação de Mestrado, PPGE UNIFEI, Itajubá, 2013

LOPES, J. A. P.; MOREIRA, C. L.; RESENDE, F. O. “Microgrids Back Start and Islanded Operation”, 15th PSCC, Liege, 2005

LOPES, J. A. P.; MOREIRA, C. L., MADUREIRA, A. G. “Defining Control Strategies for Microgrids Islanded Operation”, IEEE Transactions on Power System, vol. 21, no. 2, pp. 916-924, May, 2006



LOPES, L. C. G. “Conversores de Tensão sem Intercomunicação Rápida Conectados em Microrredes Desbalanceadas”. Tese de Doutorado, COPPE UFRJ, Rio de Janeiro, 2015

MACHADO, M. L. P., et. al. “Siderurgia Para Não Siderurgistas”. Disponível em: <<https://pt.slideshare.net/manobeto/abm-siderurgia-para-nao-siderurgistas>>. Acesso em: 08 de abril de 2018

MARQUES, V. E. L. “Ajuste de Parâmetros para Modelos Típicos de Sistemas de Excitação, Recorrendo à Resposta em Frequência do Modelo”. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, Portugal, 2011

MARTINS, J. L. R. C. M. “Adaptação do Modelo Dinâmico de Sistemas de Excitação Recorrendo a uma Meta-Heurística do Tipo EPSO”. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, Portugal, 2013

MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. “Redes Elétricas Inteligentes Diálogo Setorial Brasil-União Europeia em 2014. Projeto Apoio aos Diálogos Setoriais União Europeia – Brasil”, 2015. Disponível em <http://www.sectordialogues.org/sites/default/files/acoes/documentos/redes_eletricas_inteligen tes_-_dialogo_setorial_brasil-uniao_europeia_2014.pdf>. Acesso em: 11 de abril de 2018.

MINH, P. L.; et al. “Control of Power in an Island Microgrid Using Adaptive Droop Control”, 2017 International Conference on System Science and Engineering – ICSSE, pp. 148 – 153. July, 2017

Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional 2016 Ano Base 2015. Empresa de Pesquisa Energética EPE.

MIRANDA, R. F. C. “Análise da Inserção de Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica no Setor Residencial Brasileiro”, Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE, 2013.



MOHAMED, Y. A. R. I.; RADWAN, A. “Hierarchical Control System for Robust Microgrid Operation and Seamless Mode Transfer on Active Distribution Systems, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 2, no. 2, pp. 352-362, 2011.

NASCIMENTO, L. L. “Sistema Multiagente para Proteção Adaptativa de Microrredes”. Dissertação de Mestrado. PPGEE Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014

OGATA, K. “Engenharia de Controle Moderno”. Editora LTC, 2000.

PADIYAR, K. R. “Power System Dynamics”. 2 ed. Editora BS Publications, 2008

PALIZBAN, M.; KAUHANIEMI, K. “Microgrid Control Principles in Island Mode Operation”, PowerTech (POWERTECH) IEEE Grenoble Conference, Grenoble, 2013.

PEREIRA, A. L. et al. “Análise dos Principais Mecanismos Técnicos e Regulatórios Frente às Fontes Renováveis de Energia”, VII Congresso Brasileiro de Engenharia de Produção (CONBREPRO 2017), Ponta Grossa, Paraná, 2017.

RAMOS, R. A. V., SILVA, J. B. C. “Máquinas Hidráulicas e Térmicas”, Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia Mecânica. Disponível em: < <http://www.dem.feis.unesp.br/intranet/capitulo11.pdf>>. Acesso em: 08 de abril de 2018.

RAMPAZZO, E. P. “Modelamento Dinâmico do Sistema Elétrico da Companhia Siderúrgica da ArcelorMittal Tubarão”. Monografia, Grupo de Engenharia de Sistemas GESis, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010

RESE, L. “Modelagem, Análise de Estabilidade e Controle de Microrredes de Energia Elétrica”. Dissertação de Mestrado. PPGEE Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012

RIZO, M. et. al. “A Synchronization Technique for Microgrid Reclosing After Islanding Operation”, IECON 2012 – 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, pp. 5596-5601, 2012



ROSSI, M. C. “Esquema de Sincronismo Automático Aplicado em Geradores Síncronos Distribuídos”, Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2015.

ROUBACH, V. E.; RIANI, L. M. “Esquema Automático de Isolamento entre Sistemas Elétricos de Concessionária e Siderúrgica Auto-Produtora, um dos Pilares da Estabilidade Elétrica da ArcelorMittal Tubarão”, VII Conferência Internacional de Aplicações Industriais, INDUSCON 2008, Poços de Caldas, 2008

SANTOS, J. H. A. “Estudo e Modelagem dos Turbogeneradores na Planta de Produção de Óleo e Gás da Plataforma P-57”. Projeto de Graduação, Departamento de Engenharia Elétrica UFES, Vitória, 2015.

SHUAI, Z. et al. “Droop Control Method for Load Share and Voltage Regulation in High-Voltage Microgrids”, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 4, pp. 76-86, 2016

SILVA, A. L. V. C.; MEI, P. R. “Aços e Ligas Especiais”, Editora Blusher, 3ª ed., 2010.

SILVA, F. L. “Análise do Desempenho de uma Microrrede com Múltiplas Unidades de Geração Distribuída”. Dissertação de Mestrado. PPGEE UFES, Vitória, 2011

SILVA, G. A. T. “Modos de Operação de uma Microrrede de Baixa Tensão Baseada em Inversores de Potência”. Dissertação de Mestrado. PPGEE UFES, Vitória, 2014

SIOHANSI, F. P. “Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy”, Academic Press-Elsevier, 2012.

TOLEDO, F. et al. “Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes: Smart Grid Handbook”, Rio de Janeiro, 2012.



TRUJILLO, J. D. M. “Aplicações de Sistemas Multiagentes na Previsão Espacial de Demanda Elétrica em Sistemas de Distribuição”. Dissertação de Mestrado. PPGEE Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira, 2010

TSIKALAKIS, A., et. al. “MICROGRIDS Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids: MicroGrid Central Controller Strategies and Algorithms”, Project Consortium Microgrids, 2005.

TURKSON, J.; WOHLGEMUTH, N. “Power Sector Reform and Distributed Generation in Sub-Saharan Africa”, Energy Policy, 29: 135-145, 2001.

VILLALVA, M. G. “Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações”, Editora Étrica.

ZHANG, C. H. et. al. “An Improved Synchronverter Model and Its Dynamic Behavior Comparison with Synchronous Generator”, 2nd IET Renewable Power Generation Conference, Beijing, 2013

